



Universidad  
Carlos III de Madrid

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

## PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA INDUSTRIAL

**Nueva Configuración para Adquisición Remota de Información en los  
Sistemas de Control y Protección Digitales en Subestaciones de Alta y  
muy Alta Tensión**

**AUTORA:** Sara Carolina Romero González

**DIRECTOR:** Juan Torres Pozas

**TUTOR:** Jorge Martínez Crespo

Leganés, Julio de 2012



Título: Nueva Configuración para Adquisición Remota de Información en los  
Sistemas de Control y Protección Digitales en Subestaciones de Alta y muy Alta  
Tensión

Autor: Sara Carolina Romero González

Tutor: Jorge Martínez Crespo

Director: Juan Torres Pozas

## EL TRIBUNAL

Presidente: Jaime Alonso-Martínez de las Moreras

Vocal: Raquel de Oro Calderón

Secretario: Ignacio Antonio Calle

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 26 de Julio de 2012 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE





*A mis abuelos Mariano, Félix, Julia y Teresa*



## **Agradecimientos**

Nunca pensé que llegaría este día pero por fin ha llegado, hoy se cierra una etapa de mi vida muy importante en la que ha habido de todo, alegrías y muchas dificultades. Y por eso quiero agradecer a toda la gente que ha hecho posible con su ayuda y apoyo que realizara este proyecto.

Quiero agradecer a mi tutor Jorge Martínez Crespo su ayuda y comprensión sin ellas no hubiera sido posible este proyecto. Gracias Jorge no es poco lo que has hecho por mí.

También quiero agradecer a mi director Juan Torres Pozas que me diera la oportunidad de escribir este proyecto de confiar en mí para ello y para tantas otras cosas. Por apoyarme en los malos momentos que han sido muchos, por alentarme y enseñarme tanto. Muchas gracias Juan este proyecto es gracias a ti.

A mis compañeros de trabajo en Iberdrola Ingeniería que me han enseñado tanto y con los que he compartido tantas cosas. Nunca pensé que mi primera experiencia laboral fuera tan gratificante. En especial quiero agradecer a Jesús del Val Rodríguez una gran persona que me ha ayudado tanto en este proyecto, que ha resuelto mis dudas con tanta paciencia. Jesús eres excepcional, muchísimas gracias. Y a Juan Carlos Cortinas un libro abierto del que se puede aprender tanto. Gracias Juan Carlos eres un gran tipo. Y a todos mis compañeros del departamento de I+D+i con los que tan grandes momentos he pasado a todos muchas gracias.

No puedo olvidarme de Miguel Ángel Chimeno que me dio mi primera oportunidad laboral y que ha sido un gran maestro.

A mis amigos Alicia, Miriam, Nuria, Mari, María y Andrés con los que he pasado tan buenos momentos en la escuela y con los que he compartido tantas cosas. Ellos son lo mejor que me llevo de la Universidad.

No puedo olvidarme en estos momentos de mi familia que para mí es tan importante sin ellos no hubiera llegado al final. A mi madre y mi padre por hacer el gran trabajo que han hecho, por enseñarme a ser quien soy, por darme aliento, comprensión, esfuerzo y dedicación. Sin duda sois un referente en mi vida y sin vosotros nunca habría llegado hasta aquí. A mi hermano mi defensor incondicional. A toda mi familia gracias.

Y por último a David gracias por tu amor, paciencia y comprensión. Tú me has ayudado a no rendirme y sin ti no hubiera podido lograrlo. Nunca podré agradecerte todo lo que me das.



## **RESUMEN**

Este proyecto aborda el estudio del sistema de control en una subestación, más concretamente la captura de datos desde el parque hasta la sala de control. Actualmente esta captura de datos se realiza mediante cable de cobre y en este proyecto se abordará la comunicación de seccionadores e interruptores mediante comunicación Ethernet. Este sería un nuevo avance en el control de la subestación ya que se introducirá en ella el Bus de Campo de la misma forma que ahora está el Bus de la Estación.

Para ello se estudiarán los protocolos de comunicaciones más utilizados dentro de la industria y se analizará su viabilidad dentro del sistema de control de la subestación.

También se estudiará la Norma 61850 que es específica para las comunicaciones dentro de las subestaciones y cómo se puede aplicar esta norma para el Bus de Campo.

Con el estudio técnico económico de esta nueva configuración se pretenden llegar a una solución tecnológicamente más sencilla. Una solución en la que los costes sean menores ya que se puede reducir de forma considerable la cantidad de cobre empleado dentro de la subestación, disminuyendo no solo los costes de material sino también los costes de montaje, cableado y mantenimiento de la misma.



## **Abstract**

This project approaches the study of the system of control in a substation more concretely the capture of information from the field to the control building. Nowadays this capture of data is realized by means of wire copper and in this project there will be approached the communication of Switch and circuit breaker by means of communication Ethernet. This one would be a new advance in the substation control since the field bus will get in it in the same way as now the bus of the station is.

For it will be studied the protocols of communications most used in the industry and its viability was analyzed in the system of control of the substation. Also it will study the 61850 standard that it is specifically for the communications inside the substations and since as this standard can be applied to the Field bus.

With the technical economic study of this new configuration they try to reach a technologically simpler solution. A solution in which the costs are minor since it is possible to reduce of considerable form the quantity of copper used inside the substation, reducing not only the costs of material but also the costs of assembly, wired up and maintenance of the same one.





## Índice

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>21</b>
1.1 Descripción .....	21
1.2 Objetivos .....	21
1.3 Estructura del proyecto .....	22
<b>2. ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE ALTA TENSIÓN.....</b>	<b>23</b>
2.1 Definición .....	23
2.2 Tipos .....	24
2.3 Componentes de una Subestación .....	27
2.3.1 Equipos primarios .....	27
2.3.2 Equipos secundarios .....	30
<b>3. CONOCIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE LOS MODERNOS SISTEMAS DIGITALES DE CONTROL Y PROTECCIONES. ....</b>	<b>31</b>
3.1 Definición .....	31
3.2 Control y Protección Convencionales .....	33
3.3 Control y Protección Digital .....	37
3.4 Control digital frente a control convencional ventajas e inconvenientes. ....	44
<b>4. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA CAPTACIÓN REMOTA A PIE DE CAMPO DE E/S Y MEDIDAS EN POSICIONES INTEMPERIE DE MAT .....</b>	<b>47</b>
4.1 Introducción al Bus de Campo .....	49
4.2 Requisitos Funcionales Mínimos .....	50
4.3 Tipología General de los buses. ....	52
4.4 Protocolo CAN .....	55
4.4.1 Capa Física .....	55
4.4.2 Capa de Enlace de Datos .....	57
4.4.3 Mensajes y Tipos de Tramas .....	59
4.4.4 Conclusiones respecto del Bus CAN. ....	59
4.4.5 Fabricantes y equipos .....	61



<b>4.5</b>	<b>Protocolo MODBUS .....</b>	<b>63</b>
4.5.1	Capa Física. ....	63
4.5.2	Mensajes y Tramas.....	64
4.5.3	Nivel de aplicación.....	66
4.5.4	Variantes de MODBUS.....	67
4.5.5	Conclusiones respecto del MODBUS. ....	69
4.5.6	Fabricantes y equipos.....	70
<b>4.6</b>	<b>Protocolo PROFIBUS .....</b>	<b>71</b>
4.6.1	Conceptos del BUS PROFIBUS .....	72
4.6.2	Capa Física. ....	73
4.6.3	Mensajes y Tramas. ....	76
4.6.4	PROFIBUS DP. ....	77
4.6.5	Conclusiones respecto del PROFIBUS DP. ....	80
4.6.6	Fabricantes y equipos.....	81
<b>4.7</b>	<b>IEC 61850 .....</b>	<b>84</b>
4.7.1	Descripción general .....	84
4.7.2	Desarrollo del estándar .....	86
4.7.3	Estructura de la norma IEC 61850 .....	87
4.7.4	Modelo de datos y servicios .....	95
4.7.5	Opciones para la comunicación en bus de campo. ....	99
4.7.6	Extensión del Bus de subestación a los elementos de campo. Nodos GGIO.....	100
4.7.7	Comunicaciones de bus de proceso mediante la norma IEC 61850-9. ....	104
4.7.8	Utilización de los mensajes GOOSE. ....	105
4.7.9	Fabricantes y equipos.....	109
<b>5.</b>	<b>SELECCIÓN DE UNA ALTERNATIVA VIABLE TÉCNICA Y ECONÓMICAMENTE.....</b>	<b>115</b>
5.1	Elección del protocolo de comunicaciones.....	116
5.2	Elección del equipo .....	123
<b>6.</b>	<b>ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO .....</b>	<b>125</b>
<b>6.1</b>	<b>Estudio Técnico .....</b>	<b>125</b>
6.1.1	Aparatos de Posición .....	125
6.1.2	Cableado.....	131
6.1.3	Conexión de Comunicaciones .....	137
<b>6.2</b>	<b>Análisis Económico .....</b>	<b>141</b>
6.2.1	Aparatos por posición .....	141
6.2.2	Cableado.....	145
6.2.3	Cableado de Comunicaciones. ....	155
6.2.4	Análisis del Ahorro para una subestación DB 132kV (2L+2T+A).....	159



---

<b>7</b>	<b>PRESUPUESTO.....</b>	<b>163</b>
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>164</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>166</b>
	<b>ANEXO I: REALIZACIÓN PARA UNA SUBESTACIÓN DE 132 DOBLE BARRA DE DOS LÍNEAS, DOS TRANSFORMADORES Y UN ACOPLAMIENTO DE:.....</b>	<b>167</b>
<b>1</b>	<b>Esquema unifilar .....</b>	<b>167</b>
<b>2</b>	<b>Esquemas Desarrollados .....</b>	<b>169</b>





## Índice de Figuras

Figura 1: Subestación de Intemperie (ST VILLARES DEL SAZ) .....	25
Figura 2: Subestación de Interior (ST VALLADOLID) .....	25
Figura 3: Subestación de Mixta Intemperie Interior (ST SAN PEDRO DEL PINATAR) .....	26
Figura 4: Esquema de la Red Eléctrica.....	27
Figura 5: Aparamenta .....	29
Figura 6: Panel de Mando Convencional .....	33
Figura 7: Nivel 0 y Nivel 1 de la Subestación.....	47
Figura 8: Bus de Campo .....	49
Figura 9: Niveles de Tensión Nominales .....	55
Figura 10: Aspecto del Bus .....	57
Figura 11: Resolución de Colisión en el Bus CAN .....	58
Figura 12: Trama de datos estándar.....	58
Figura 13: Trama de datos Extendida.....	58
Figura 14: Encapsulamiento de la trama Modbus .....	68
Figura 15: Aplicaciones y Versiones PROFIBUS.....	72
Figura 16: Estructura física incluyendo repetidores para expansión del bus .....	74
Figura 17: Estructura Lógica .....	75
Figura 18: Arquitectura protocolar PROFIBUS .....	76
Figura 19: Distintos formatos de trama .....	77
Figura 20: Trama de difusión para intercambios cíclicos.....	78
Figura 21: Secuencia de telegramas en un intercambio cíclico.....	79
Figura 22: Estructura de la norma IEC61850.....	87
Figura 23: Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto .....	93
Figura 24: Modelo de datos en una subestación.....	95
Figura 25: Interfaces lógicos de comunicaciones.....	96
Figura 26: Los enlaces entre los nodos lógicos .....	97
Figura 27: Estructura de nodos lógicos .....	100
Figura 28: Tiempo de transmisión para eventos.....	107
Figura 29: Equipo HardFiber.....	110
Figura 30: Equipo RIO de SAC.....	112
Figura 31: Equipo BUS de Ingeteam.....	114
Figura 32: Red PROFIBUS .....	121
Figura 33: Red IEC Opción 1 .....	121
Figura 34: Red IEC Opción 2 .....	122
Figura 35: Red de Fibra Óptica Opción 1.....	137
Figura 36: Red IEC Opción 2 .....	139





## Índice de Tablas

Tabla 1: Velocidad – Distancia en CAN .....	56
Tabla 2: Trama genérica del mensaje según el código empleado .....	64
Tabla 3: Funciones básicas y códigos de operación .....	65
Tabla 4: Petición y respuesta de la función: Lectura de bits (01H, 02H).....	66
Tabla 5: Distancias máximas sin repetidor, según medio físico.....	73
Tabla 6: Nodos lógicos de comunicaciones .....	98
Tabla 7: Estructura del nodo GGIO.....	102
Tabla 8: Trama mensaje GOOSE .....	106
Tabla 9: Sistema de Captación, Actuación y Arquitectura de Comunicaciones HardFiber .....	109
Tabla 10: Velocidad de Datos HardFiber .....	109
Tabla 11: Características Físicas HardFiber .....	110
Tabla 12: Sistema de Captación, Actuación y Arquitectura de Comunicaciones RIO de SAC .....	111
Tabla 13: Velocidad de Datos RIO de SAC .....	111
Tabla 14: Características Físicas RIO de SAC .....	111
Tabla 15: Sistema de Captación, Actuación y Arquitectura de Comunicaciones BUS de Ingeteam .....	113
Tabla 16: Velocidad de Datos BUS de Ingeteam .....	113
Tabla 17: Características Físicas BUS de Ingeteam .....	113
Tabla 18: Relés Auxiliares eliminados de una posición de Línea .....	125
Tabla 19: Relés Auxiliares eliminados de una posición de Transformador .....	126
Tabla 20: Relés Auxiliares eliminados de una posición de Acoplamiento de Barras ..	126
Tabla 21: UCP en la posición de Línea antes y después de la instalación del RIO .....	127
Tabla 22: UCP en la posición de Transformador antes y después de la instalación del RIO .....	127
Tabla 23: UCP en la posición de Acoplamiento antes y después de la instalación del RIO .....	128
Tabla 24: Ahorro de entradas y salidas de la UCP para la subestación.....	128
Tabla 25: RIOS en la posición de Línea.....	129
Tabla 26: RIOS en la posición de Trafo. ....	129
Tabla 27: RIOS en la subestación por posición.....	130
Tabla 28: Cableado tradicional posición de Transformador y Acoplamiento.....	132
Tabla 29: Cableado tradicional posición de Línea .....	133
Tabla 30: Cableado a eliminar de las posiciones de Trafo y Acoplamiento .....	134
Tabla 31: Cableado a eliminar de la posición de Línea.....	134
Tabla 32: Nuevo cableado en la posición de Trafo y Acoplamiento.....	135
Tabla 33: Nuevo Cableado para la posición de Línea .....	135
Tabla 34: Cableado Tradicional frente a cableado con Bus de Campo.....	136
Tabla 35: Cable comunicaciones posición de Línea .....	138



Tabla 36: Cable comunicaciones posición de Trafo y Acoplamiento .....	138
Tabla 37: Cable comunicaciones posición de Línea .....	139
Tabla 38: Cable comunicaciones posición de Trafo y Acoplamiento .....	139
Tabla 39: Ahorro en Relés Auxiliares .....	142
Tabla 40: Coste UCP en la Subestación del RIO .....	143
Tabla 41: Coste de nuevos equipos en la subestación por posición .....	143
Tabla 42: Coste de Cableado por posición de línea configuración tradicional .....	147
Tabla 43: Coste de Cableado para la Subestación configuración tradicional.....	147
Tabla 44: Coste de Cableado a eliminar posición de línea.....	148
Tabla 45: Coste de Cableado a eliminar en Subestación.....	148
Tabla 46: Coste de Cableado Nuevo posición Trafo y Acoplamiento .....	148
Tabla 47: Coste de Cableado Nuevo posición de Línea.....	149
Tabla 48: Coste de Cableado nuevo en Subestación .....	149
Tabla 49: Nuevo Coste Cableado Subestación.....	149
Tabla 50: Tiempo de Cableado Tradicional posición de Línea.....	151
Tabla 51: Tiempo de Cableado para la Subestación configuración tradicional .....	151
Tabla 52: Tiempo de Cableado a eliminar posición de línea .....	152
Tabla 53: Tiempo de Cableado a eliminar en Subestación .....	153
Tabla 54: Tiempo de Cableado Nuevo posición Trafo y Acoplamiento .....	153
Tabla 55: Tiempo de Cableado Nuevo posición de Línea.....	153
Tabla 56: Tiempo de Cableado nuevo en Subestación.....	154
Tabla 57: Nuevo Tiempo Cableado Subestación .....	154
Tabla 58: Coste de la Configuración con Switch de Campo posición de Línea .....	155
Tabla 59: Coste de la Configuración con Switch de Campo posición de Trafo y Acoplamiento .....	156
Tabla 60: Coste de Cableado comunicaciones en Subestación .....	156
Tabla 61: Coste de la Configuración sin Switch de Campo posición de Línea.....	157
Tabla 62: Coste de la Configuración sin Switch de Campo posición de Trafo y Acoplamiento .....	157
Tabla 63: Coste de Cableado comunicaciones en Subestación .....	157
Tabla 64: Coste anteriores de una Subestación .....	159
Tabla 65: Coste Bus de Campo de una Subestación con Switch de Campo .....	159
Tabla 66: Coste Bus de Campo de una Subestación sin Switch de Campo .....	160
Tabla 67: Ahorro de Coste Bus de Campo de una Subestación con Switch de Campo	160
Tabla 68: Ahorro de coste Bus de Campo de una Subestación sin el Switch de Campo .....	160
Tabla 69: Ahorro de coste Bus de Campo de una Subestación en % .....	161
Tabla 70: Presupuesto del Proyecto.....	163



## **1. Introducción**

### **1.1 Descripción**

El objeto de este proyecto es el estudio y análisis de un sistema de captura de datos y actuación a distancia para un sistema de control y protecciones de subestaciones de alta y muy alta tensión.

Con este proyecto se pretende obtener un sistema que permita la captación de datos en el mismo aparato (seccionador o interruptor), ahorrando de esta forma el cableado desde el parque hasta los armarios de control.

Para ello se van a analizar los sistemas digitales de control y protecciones y se estudiarán las diferentes alternativas que existen para la captación remota de datos. Una vez tengamos la mejora alternativa técnica y económica, se realizará un estudio económico comparativo de la solución convencional (cableado) y la captura remota de datos.

Por último se realizarán los esquemas simplificado y desarrollado con el nuevo sistema de recogida de datos para una subestación doble barra con dos líneas y dos transformadores.

Este proyecto se ha llevado a cabo en el entorno de una beca de estudios en Iberdrola Ingeniería y Construcción.

Los estudios técnicos se han realizado en base a una subestación real ST Totana y el proyecto se va aplicar a una subestación que por motivos de confidencialidad se omitirá el nombre en este proyecto.

### **1.2 Objetivos**

Los objetivos de este proyecto son:

1. Estudio de los sistemas de control de una subestación de alta y muy alta tensión.
2. Estudiar alternativas posibles para la captura de datos.
3. Análisis del ahorro en coste y en tiempo con la implantación de este sistema.
4. Análisis de la ingeniería de una subestación tras la colocación de los equipos de captura de datos de forma remota.



### 1.3 Estructura del proyecto

Este proyecto se estructura en 8 capítulos de los cuales se va a resumir brevemente su contenido.

- **Capítulo 1**: Es el capítulo de introducción en el que se desarrollan la descripción del proyecto y sus objetivos..
- **Capítulo 2**: Breve introducción a las subestaciones eléctricas y descripción de los elementos que la componen.
- **Capítulo 3**: Definición y análisis de los sistemas de control y protección. Estudio de los sistemas de control y protección convencional y digital y diferencias entre ambos sistemas.
- **Capítulo 4**: Análisis y estudio de los protocolos de comunicaciones para la captación de datos remota a pie de campo en una subestación, en este capítulo se estudian las alternativas que se pueden tener para realizar esta captura.
- **Capítulo 5**: Una vez son analizadas las alternativas del capítulo anterior en este capítulo se desarrollará la mejor de todas las alternativas para la implantación del Bus de Campo dentro de la subestación.
- **Capítulo 6**: Análisis técnico y económico de la mejor alternativa, se realizará un estudio de la nueva ingeniería una vez aplicado el bus de campo y cuál es su coste comparado con la solución tradicional de cableado de cobre.
- **Capítulo 7**: Presupuesto del proyecto.
- **Capítulo 8**: Conclusiones del proyecto.



## 2. Análisis y Descripción de una Subestación de Alta tensión.

El sistema de control es una parte muy importante de una subestación cuya función básica es la de maniobrar los seccionadores e interruptores con el fin de controlar los equipos de potencia. Por ello como paso previo a su estudio, se hará una breve introducción de qué es una subestación, cuáles son sus funciones, tipos y cuáles son los principales equipos que la componen. Este paso ayudará más adelante en el estudio de los sistemas de control.

### 2.1 Definición

Una subestación es un conjunto de elementos o dispositivos los cuales interviene en el proceso de generación y consumo de energía eléctrica de una manera que permite cambiar las características de energía eléctrica, voltaje, corriente, frecuencia, etc., tipo, corriente continua o corriente alterna, o bien conservarle dentro de unas características.[1]

Desde otro punto de vista, una subestación es un nodo de interconexión de circuitos, de manera directa o mediante transformación, para conectar redes a distintos niveles de tensión. La función principal de las subestaciones es conseguir mallar adecuadamente el sistema eléctrico; de esta manera se aseguran unos niveles óptimos de calidad, continuidad y seguridad del suministro eléctrico.[2]

De forma resumida, las funciones de una subestación son:

- a) *Seguridad*, una función de las subestaciones es separar del sistema aquellas partes en las que se haya producido una falta.
- b) *Explotación*, otra función de una subestación es configurar el sistema eléctrico con el fin de dirigir los flujos de energía eléctrica de la forma óptima, tanto desde el punto de vista de seguridad en el servicio, como de la minimización de pérdidas, permitiendo también las funciones de mantenimiento sobre los equipos.
- c) *Interconexión*, las subestaciones tienen como función interconectar dos sistemas eléctricos de diferente tensión, conectando generadores al sistema de transporte o bien interconectar varias líneas de un mismo nivel de tensión.

Para cumplir con su funcionalidad dentro del sistema eléctrico, teniendo en cuenta la construcción, la operación y el mantenimiento, las subestaciones tienen que tener las siguientes características:

- a) *Versatilidad*, flexibilidad de funcionamiento para operar el sistema eléctrico en condiciones óptimas en cada momento, adaptándose a



posibles indisponibilidades de elementos y aparataje por fallos o mantenimiento.

- b) *Seguridad*, capacidad para aislar faltas rápida y eficazmente, afectando al menor número posible de elementos y manteniendo en servicio los circuitos sin fallos.
- c) *Fiabilidad*, funcionamiento simple, rápido y eficiente tanto del sistema de control de la subestación como de la aparataje y su maniobrabilidad.
- d) *Capacidad de ampliación*, capacidad de soportar adecuadamente ampliaciones a medio y largo plazo en consonancia con el previsible desarrollo de la red de transporte.
- e) *Criticidad*, medida ponderada que considera el efecto que provocaría una falta, su velocidad de reparación y la frecuencia de ocurrencia, dentro del sistema eléctrico.
- f) *Coste*, contemplando el precio de la instalación inicial, las posibles ampliaciones, repotenciaciones, mantenimiento, explotación y vida útil.

## 2.2 Tipos

Las subestaciones se pueden clasificar por las soluciones constructivas aplicadas en su diseño. Atendiendo a este criterio se pueden encontrar los siguientes tipos de subestaciones:

- a) *Subestaciones Intemperie*: la aparataje eléctrica, transformadores y juegos de barras se disponen en intemperie, en combinación con elementos estructurales metálicos. Estas subestaciones suelen ser de tecnología aislada en aire (AIS Air insulated Switchgear). En ella algunas partes activas no están encerradas y el aislamiento a tierra y entre los conductores de fase es proporcionado principalmente por aire a presión atmosférica.



Figura 1: Subestación de Intemperie (ST VILLARES DEL SAZ)

- b) *Subestaciones de Interior*: la aparatación eléctrica transformadores y juego de barras se disponen en el interior de una o varias edificaciones. Pueden tener tecnologías AIS pero lo más común es que el aislamiento sea de gas (GIS Gas Insulated Switchgear). los componentes de la subestación están encapsulados en una carcasa metálica aislada con un gas de gran capacidad dieléctrica, como por el ejemplo el hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).



Figura 2: Subestación de Interior (ST VALLADOLID)

- c) *Subestaciones mixta intemperie interior*: la aparatación eléctrica, transformadores y juego de barras se disponen en intemperie o en



interior dependiendo de diversos factores tales como el impacto visual en el entorno, terreno disponible, e inversión. Combinan ambas tecnologías tanto AIS como GIS.



**Figura 3: Subestación de Mixta Intemperie Interior (ST SAN PEDRO DEL PINATAR)**

Otra posible clasificación de las subestaciones es según el tipo de servicio que prestan. Atendiendo a esta clasificación existen las siguientes subestaciones:

- a) *Subestaciones elevadoras o de generación*: interconectan dos o más sistemas con diferentes niveles de tensión de manera que el flujo de potencia es en sentido de menor a mayor tensión. Es utilizada en los nodos de generación y, típicamente, elevan la tensión desde las óptimas para generación (10kV, 15kV, 20kV o 30kV) hasta las tensiones óptimas para el transporte de energía (132kV, 220kV o 400kV)
- b) *Subestaciones de interconexión o transporte*: son aquellos nodos del sistema eléctrico que conectan, de manera directa redes de transporte al mismo nivel de tensión. Su principal función es asegurar un adecuado mallado de la red.
- c) *Subestaciones transformadoras*: son aquellas subestaciones que dentro de la red de transporte conectan dos o más sistemas de distintos niveles de tensión. Al igual que las anteriores su principal función es asegurar un adecuado mallado de la red.
- d) *Subestaciones reductoras o de distribución*: son aquellas en las que la potencia eléctrica fluye desde una red de transporte a una red de distribución o consumo de tensiones de 66kV, 45kV o 20kV normalmente.



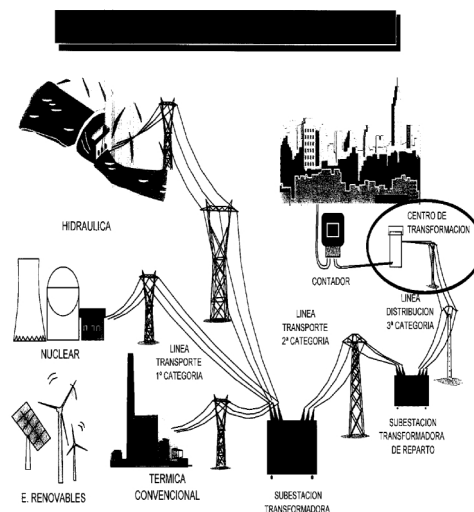


Figura 4: Esquema de la Red Eléctrica

## 2.3 Componentes de una Subestación

Una de las definiciones de subestación dice que es un conjunto de elementos que intervienen en la generación y consumo de energía. En este apartado se definirán cuáles son dichos elementos y cuáles son las funciones que cumplen dentro de la subestación.

Una clasificación para los equipos de una subestación es la que los divide en primarios, si tienen relación con las características eléctricas, y secundarios aquellos que sin tener relación directa con características eléctricas tienen una función importante dentro de la subestación.

### 2.3.1 Equipos primarios

Se puede definir los elementos principales de una subestación como aquellos que se encargan del transporte, medida y transformación de una subestación, es decir, aquellos que están estrechamente relacionados con las características eléctricas, niveles de tensión y cortocircuito.

Entre dicho elementos están:

- a) **Barras:** se puede definir como barra al conductor de baja impedancia que hace las funciones de nodo al cual se conectan circuitos a la misma tensión. La interconexión de elementos de alta tensión en las subestaciones se puede realizar a través de tubo o conductor flexible. Al conjunto de conductores de alta tensión existentes en la subestación se denomina embarrado.



- b) **Posición:** las posiciones de una subestación son el conjunto necesario de elementos para conectar un circuito (línea, transformador, reactancia, acoplamiento, etc.) a barras en las condiciones adecuadas, cuyas funciones son maniobra corte medida o protección.
- c) **Celda:** se puede definir celda el equipo compacto que integra bajo una envolvente metálica el equivalente a una posición de intemperie. La tensión de ésta puede alcanzar hasta los 45 kV, son considerados aparellaje de interior y se colocan en los Edificios. Su principal ventaja es la reducción de espacio frente a las posiciones convencionales de intemperie
- d) **Calle o bahía:** es el conjunto de elementos, celdas y embarrados que conectan dos posiciones a dos barras simultáneas.
- e) **Aparamenta:** se entiende por aparamenta a todos los elementos necesarios para la operación y explotación del sistema eléctrico en condiciones de seguridad, fiabilidad y eficiencia, cuyas funciones principales son maniobrar, regular, medir y proteger.

Dentro de la aparamenta de potencia encontramos:

- Los interruptores que son elementos de corte de corriente.
- Los seccionadores que se encargan del aislamiento visible.
- Los transformadores de tensión e intensidad que son los elementos transformadores para medida y protección.
- Los transformadores de potencia que conectan circuitos de potencia a distintos niveles de tensión.
- Reactancias y baterías de condensadores que compensan la generación o consumo excesivos de energía reactiva.
- Autoválvulas o Pararrayos, encargados de la protección de ciertos elementos de la subestación antes el riesgo de descargas naturales.







Figura 5: Aparamenta

- f) **Red de tierra:** encargada de poner al mismo potencial todos los elementos de la subestación, con el fin de proteger tanto a los equipos del parque como a las personas.



### 2.3.2 Equipos secundarios

Los elementos secundarios son aquellos que no interviniendo directamente con las características eléctricas son importantes para el correcto funcionamiento de la subestación[2]. Dentro de estos elementos se encuentran:

- a) **Sistema de Protecciones:** el sistema de protección es un conjunto de equipos asociados al sistema primario de potencia de una red eléctrica cuya misión es detectar condiciones anómalas de funcionamiento y perturbaciones en el sistema primario de potencia, aislar la zona de la red en falta y minimizar en dichos casos los posibles daños ocasionados a equipos de potencia y personas.
- b) **Sistema de Control:** definimos el sistema de control como el conjunto de elementos necesarios para poder maniobrar los interruptores y seccionadores eléctricos con objeto de controlar la conexión y desconexión de los equipos de potencia, así como el conjunto de elementos que necesitan ser controlables para que esta operación pueda ser segura, fiable y responda a las necesidades de actuación tanto voluntarias como automáticas. Está muy relacionado con el sistema de protecciones.
- c) **Sistema de Telecomunicaciones:** En una subestación se requieren ciertos servicios como pueden ser el telecontrol, teleprotección, telemida, etc. Estos servicios necesitan de una infraestructura de telecomunicaciones. Los servicios más comunes de un sistema de comunicaciones son:
  - a. Teleprotección, teledisparo y teleseñalización
  - b. Telecontrol
  - c. Telemida
  - d. Voz
  - e. Gestión de red de comunicaciones
- d) **Sistema de Servicios Auxiliares:** los servicios auxiliares son indispensables para el funcionamiento de una subestación y están ligados íntimamente a su fiabilidad y sus características de continuidad en el servicio. La elección de las fuentes de alimentación, esquemas unifilares, funcionalidad y automatización deben orientarse al mantenimiento de la tensión en los diferentes consumidores, previendo, si fuera necesario, alimentaciones redundantes y conmutaciones automáticas para los elementos.
- e) **Sistema de Servicios contra incendios:** son los dispositivos y aparatos de una subestación encargados de la prevención, detección y extinción de incendios.



### **3. Conocimiento y Descripción de los Modernos Sistemas Digitales de Control y Protecciones.**

En el capítulo anterior se han definido y descrito brevemente qué es una subestación y los sistemas que la componen. Dentro de estos sistemas está el Sistema de Control que es el objeto de estudio de este proyecto.

#### **3.1 Definición**

Un sistema de control está formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a maniobrar un sistema de potencia.[1]

Un sistema de control es básicamente un sistema estático, ya que no tiene elementos rodantes en permanencia como las centrales de generación ni hay control de fluidos ni existe en sí un proceso. Cuando se habla de control de una subestación se está hablando básicamente de diseñar un sistema que permita maniobrar los seccionadores y los interruptores de la misma.

Las funciones básicas de un sistema de control es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Cuando la subestación se encuentre ante condiciones anormales o cambios intencionales de las condiciones normales de operación, el sistema de control deberá asegurar la continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica.

Siempre que se diseña un sistema de control de una subestación de alta tensión los objetivos principales son la fiabilidad y el coste. En ambos aspectos el control ha sufrido una transformación en los últimos años, del control convencional se ha pasado a los modernos sistemas de control digital. En los sistemas convencionales de control la interconexión entre los equipos y los sistemas primarios de alta tensión siempre ha implicado un gran trabajo de ingeniería, cableado, montaje y puesta en servicio. Hoy en día se ha reducido el número de componentes gracias a la tecnología de control numérico. Junto con esta tecnología el uso de redes LAN (“Local Area Network”) de alta velocidad para la transmisión de datos ha reducido considerablemente el volumen de cableado. Por otro lado el uso de IED’s (“Intelligent Electronic Device”) ofrece nuevas posibilidades en los campos de la autosupervisión, análisis de señales, facilidades de comunicación para los algoritmos de protección, y control, almacenamiento de datos manejo de eventos y análisis de faltas.

Los desarrollos en estas áreas han logrado una reducción significativa de espacio físico requerido para la instalación de los sistemas de protección y medición, control y supervisión. Así como una reducción significativa de la cantidad de cable empleado y con ello han reducido los costes del proyecto, se ha mejorado las operaciones, se ha reducido y planificado el mantenimiento.



Las características principales que tiene que cumplir un sistema de control son:

- *Facilidad de expansión:* Las subestaciones tienen una vida útil larga por lo que es necesario diseñar la subestación de tal manera que sean fácilmente realizables las adiciones de nuevos equipos debidas a cambios de configuración y las expansiones de los sistemas de control existentes integrando a los nuevos equipos.
- *Automatización de funciones:* Esta operación se basa en que la información esté disponible dentro de la misma subestación. De esta forma los dispositivos de control pueden ser ordenados y modificados de forma local o remota.
- *Seguridad:* Las faltas de los sistemas secundarios de los equipos del parque y de control pueden afectar al funcionamiento de todo el sistema. Este tipo de faltas no pueden evitarse, pero se pueden tomar precauciones tales como la redundancia de los equipos principales, que reduciría la falta a unas proporciones aceptables.
- *Disponibilidad:* Es necesario tener un alto nivel de disponibilidad ya que gran parte de la seguridad de los equipos depende del sistema de control. El tiempo requerido para el reconocimiento, diagnóstico y corrección de las faltas ha de ser mínimo.
- *Flexibilidad:* El sistema de Control debe ser flexible para acomodarse a condiciones de contingencia tanto del sistema de control como el de potencia. Es necesario que el sistema de control sea lo suficientemente flexible para poder hacer modificación tanto en él como en la interfaz con los equipos del parque, para que se mantenga la seguridad en el sistema.
- *Simplicidad:* En un sistema simple es más sencillo llevar a cabo los cambios en el estado de la subestación o aislar un sector de ésta cuando se produce una falta, ya que la cantidad de información que se requiere es menor que en un sistema complejo.
- *Mantenimiento:* Debe ser simplificado y práctico para permitir la disponibilidad del sistema.



### 3.2 Control y Protección Convencionales

Los sistemas de control convencional son aquellos en los que las funciones de control y supervisión son realizadas por equipos que intercambian información entre sí de manera cableada.



Figura 6: Panel de Mando Convencional

Los sistemas de Control convencionales de una subestación están compuestos por los siguientes equipos y elementos[1]:

- *Unidades terminales remotas para el control remoto y registro secuencial de eventos.*
- *Tablero mímico.*
- *Sistema de protección, relés principales y de respaldo, recierre, localización de faltas, registro de faltas, verificación de sincronismo, mandos sincronizados y auxiliares.*
- *Conectores de energía.*
- *Transductores, indicadores medidores multifuncionales.*
- *Sistema de Alarmas.*
- *Relés de interposición.*
- *Mando y señalización de los equipos.*
- *Tableros de agrupamiento.*
- *Equipo de comprobación visual de sincronismo.*
- *Sistema cableado de enclavamientos.*





- *Equipos de comunicación.*
- *Servicios de corriente alterna y continua.*

Este tipo de sistemas se encuentran en subestaciones ya instaladas y casi no se utiliza para nuevas subestaciones de alta y muy alta tensión.

La arquitectura de los sistemas de control convencional está constituida por subsistemas y equipos que conforman diferentes niveles de control. Estos niveles se dividen en:

- **Nivel 0: Equipos de Alta Tensión y Servicios Auxiliares**

Este nivel está formado por dispositivos como relés de protección, registradores de fallas, regulador de tensión de transformadores, equipos de monitoreo de transformadores e interruptores, unidad de control y protección propia de los equipos, equipos de medida, etc.; por los equipos de alta tensión (interruptores seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, batería de condensadores, etc.) y por los servicios auxiliares de la subestación (13,2 kV/208-120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.). En este nivel se realiza la adquisición de información de los equipos primarios del parque.

- **Comunicaciones e interfaces entre el Nivel 0 y 1: cableado de control**

Corresponde a los enlaces mediante cableado de control, entre los elementos del sistema de control convencional, otros dispositivos y los tableros propios de mando del equipo de potencia en el parque de la subestación.

- **Nivel 1: Elementos de control convencional e interfaz de operación local Mímico**

Este nivel está conformado por el mímico de control y los anunciadores de alarmas que sirven para las acciones de control y adquisición de alarmas de los dispositivos y equipos de cada campo y servicios auxiliares de la subestación.

- **Comunicaciones e interfaces entre Nivel 1 y Nivel 2: unidad terminal remota UTR**

Proporciona a través del sistema de comunicaciones la transferencia de información entre la unidad terminal remota y los sistemas remotos por medio de protocolos comúnmente usados.

- **Nivel 2: Sistemas remotos de información**

Corresponde a los sistemas remotos de información, desde los cuales se pueden monitorear y controlar los principales equipos de la subestación. El grado de control se define según las necesidades de las empresas.



Ahora se verán las características de un sistema de control convencional, cual son las características de la ingeniería, el montaje, el cableado, operación y mantenimiento y puesta en servicio. [2]

### *1. Ingeniería*

En los sistemas de control convencional la ingeniería corresponde a la selección y la elaboración de los planos para que los equipos del parque funcionen como un todo en lo correspondiente a protección, medición, control y supervisión. Al realizar la ingeniería se tiene que tener en cuenta la gran cantidad de planos de cableados y funcionales de la aparamenta que se requieren para este tipo de control. Estos planos son los correspondientes a los equipos exteriores, armarios de señales y a los armarios dispuestos en el edificio de control tales como: Control, Protecciones, Mando y Señalización.

### *2. Montaje*

El montaje contempla los equipos primarios, los armarios de agrupamiento de señales que serán instalados en el edificio de control. La cantidad de armarios va a estar definida por el esquema de la subestación. Estos armarios se unirán por semiconductores con el fin de realizar el tendido de toda la información concerniente en lo que respecta a las diferentes funciones tales como: Protecciones, Control, Señalización y Alarmas.

### *3. Cableado*

En una subestación construida con un sistema de control convencional se deben de instalar entre 200 y 500 señales por posición. En una instalación de 400kV con dos posiciones de transformadores y cuatro posiciones de línea puede llegar a haber hasta 3000 conexiones entre los equipos del parque y la sala de control. Dichos enlaces sufren deterioros y en los casos de los parques en intemperie además sufren las inclemencias del tiempo esto puede conllevar riesgos serios de deterioro de los equipos primarios a lo largo de su ciclo de vida. La falta de un cable implica la mayoría de las veces la sustitución de todo el cableado.

La transmisión de datos analógicos en distancias mayores a 50 m usando conductores de cobre trae como consecuencia la pérdida de señales, ruido y la reducción en la precisión del procesamiento de señales. Todos estos factores imponen las limitaciones del sistema.

### *4. Operación y Mantenimiento*

Las operaciones que se realizan en los patios de alta tensión pueden ser ejecutadas de diferentes formas:

- En forma de telemando, desde un despacho de carga a través de un enlace de comunicaciones. Este despacho se encarga de



centralizar todo el sistema de potencia de la compañía eléctrica.

- Localmente, en la propia aparamenta, se realiza a través de pulsadores ubicados en los armarios de los equipos del parque.
- A distancia, desde el edificio de Control, se realiza a través de un conmutador de accionamiento en el tablero del mímico.

El mantenimiento se realiza básicamente sobre los equipos de alta tensión como son interruptores, seccionadores, transformadores de medida, etc.

### *5. Puesta en Servicio*

La puesta en servicio de subestación de alta tensión con sistema de control convencional se realizan en los equipos de alta tensión, en los armarios del edificio de control y por otra parte todo lo relacionado con el denominado “*Hard-Wire*” (son los cables de interconexión) que engloba todo lo correspondiente a la parte funcional de la subestación.

Esta parte funcional implica realizar el chequeo de toda esa información de control, mando señalización, alarmas que van a través del cableado. Esta actividad puede generar gran cantidad de tiempo que dependiendo de la subestación pueden llegar a ser días.





### 3.3 Control y Protección Digital

Una vez descritos los sistemas de control convencional se describirán los sistemas de control automatizado (SAS), ya en la nuevas subestaciones y en las ampliaciones y mejoras de las antiguas es el tipo de control que se utiliza.

Para definir los Sistemas de Automatización de Subestaciones diremos que permiten realizar funciones de protección, medición y supervisión, pero con una ventaja adicional; este sistema incluye un sistema de comunicaciones entre la subestación, la red de potencia y los niveles jerárquicos de control.

El sistema de automatización de subestaciones se basa en el uso de IED's (*Intelligent Electronic Device*), los cuales son dispositivos autónomos e independientes con facilidades de comunicación en integración mediante protocolos normalizados, que emplean uno o más microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información y mando desde o hacia una fuente externa.

El sistema de automatización de subestaciones busca la integración en una misma plataforma informática de los datos suministrados por los diferentes equipos e IED's que se emplean en una subestación. Los IED's pueden ser equipos de medida, protecciones, registradores de faltas, controladores, equipos de monitoreo y diagnóstico de equipos del parque. El sistema integra los diferentes IED's en una misma red de datos de control, ya sea directamente o, alternativamente, a través de elementos convertidores de protocolos.

El medio físico de conexión de la red de datos entre los diferentes IED's es normalmente la fibra óptica o cable trenzado UTP (Unshielded Twisted Pair o par trenzado sin blindaje) o STP (Shielded Twisted Pair o par trenzado blindado).

Para la marcación en tiempo real de los eventos, los equipos del SAS toman la señal de un reloj sincronizado por satélite GPS, usando un formato de salida de código de tiempo y la distribuyen entre sus equipos para garantizar la resolución y la precisión requeridas para el registro secuencial de eventos.

La arquitectura de control para este tipo de sistemas requiere ser manejada desde cuatro niveles diferentes, con el fin de tener un control jerárquico exhaustivo de todos los componentes del sistema, tanto de campo, como de control y supervisión[1]. Estos niveles son:

- Nivel 0: Nivel de Campo

En este nivel se encuentran las unidades de adquisición de datos que proveen de los datos necesarios para el control eficiente de la subestación. A través de estas unidades el sistema de control numérico realizará:

- La adquisición de datos analógicos:
  - Corrientes y tensiones, tomados desde los transformadores de corriente y tensión respectivamente.



- Temperatura de los equipos tomados desde RTDs (“*Resistance Temperature Device*”) en los transformadores
- Niveles de aceite en los transformadores
- Presión de gas en los interruptores
- La adquisición de datos digitales, incluyendo indicación del estado del equipo, operación local, remota y mantenimiento.

Además en este nivel se encuentran los equipos de alta tensión que llevarán a cabo las órdenes generadas en los niveles de control superiores. A través de estos equipos el sistema de control numérico realizará:

- Mando de los equipos de interrupción por operación de las protecciones de la subestación:
  - Apertura automática de interruptores ante condiciones de falta.
  - Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otras subestaciones.
  - Recierre automático de los interruptores, en aquellos esquemas de protección donde aplique.
- Mando de los equipos de seccionamiento o los equipos de interrupción por operación:
  - Apertura y cierre de seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra por maniobras en la subestación.
  - Apertura y cierre de interruptores por maniobras en la subestación.

A nivel de control en estos equipos de alta tensión se puede realizar:

- Apertura manual de interruptores y seccionadores.
  - Control manual de cambiadores de tomas.
  - Control manual de batería de condensadores y reactancia.
- Comunicaciones e interfaces entre Nivel 1 y Nivel 0:

Corresponde a la comunicación entre los controladores de campo de Nivel 1, los IED’s de Nivel 0 y los equipos del parque. La arquitectura corresponde a la utilizada por la mayoría de los suministradores y a la tendencia de las normalizaciones para el futuro, la cual incorpora directamente a la red de comunicaciones entre Nivel 1 y Nivel 2, la red de la estación, los IED’s del Nivel 0. Adicionalmente, cuando los equipos de patio son de tecnología moderna, es decir, manejados por IED’s, normalizaciones como la IEC 61850 proponen, como una de sus alternativas, establecer una red proceso intermedia para las comunicaciones entre IED’s de los



equipos del parque y los IED's de control, protección, medida y registro de faltas.

- Nivel 1:Nivel de Posición

Este nivel está conformado por todos aquellos elementos encargados de las funciones automáticas de protección, supervisión y control asociadas a las posiciones tales como:

- Protección de líneas y transformadores
- Protección de barras
- Protección contra faltas en los interruptores
- Medición
- Registro de eventos
- Enclavamientos
- Regulación de voltaje

Estas funciones las desempeñan los relés de protección, relés de medición, controladores de posición y, en general, los IED's de nueva generación.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo los datos con entrada y salidas analógica y discreta. Así mismo este nivel puede realizar funciones de monitoreo y operación de la posición asociada, ante la ausencia del nivel superior a través de interfaces hombre-máquina, HMI ("Human Machine Interface") de bajo nivel en la unidad controladora de posición.

La unidad controladora de posición se encarga de:

- La interfaz con los relés de protección y otros IED's de la posición controladora con comunicación maestro-esclavo, a través de enlaces seriales, o redes de campo. La comunicación entre los dispositivos de control de posición y los relés de protección e IED's de la posición debe permitir el uso, con el fin de facilitar expansiones futuras y cambios en el sistema, de protocolos no propietarios como el DNP 3.0 o el IEC 870-5-101.
- La interfaz con el nivel de control de la subestación, actuando como concentrador de comunicaciones entre los equipos de protección y otro IED's y la red LAN de la subestación a través de una conexión directa de alta velocidad. El controlador envía al SCADA local las señales de medición, los status o los controles para todos los interruptores y seccionadores de la posición controlada. El envío de los status y cambios de estado, en general, se hace con formato SOE ("*Secuence of Events*") de manera que el SCADA local reciba los status con un estampado de tiempo asociado
- Realizar la automatización de los enclavamientos por medio de lógica programada
- Suministrar una interfaz mímica local para el manejo de la bahía, a través de despliegues gráficos configurables, como



respaldo al sistema de control de la subestación, como ya se mencionó.

En general, un dispositivo único no debe controlar más de una bahía en una subestación, de forma tal que la falta de dicho dispositivo tenga consecuencias limitadas en el control de la subestación.

- Comunicaciones e interfaces entre Nivel 1 y Nivel 2:

Corresponde a la red de área local (LAN) de la subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de Nivel 2, los controladores de campo de Nivel 1 y los IED's de Nivel 0.

- Nivel 2: Nivel de control de subestación:

El tercer nivel es el nivel de control de la subestación, se encuentra relacionado con las tareas de operación y monitoreo de la subestación. La arquitectura está integrada por las estaciones de operación, gateways, hubs de fibra óptica y receptor de sistema de posicionamiento global (GPS).

A este nivel los operadores de las subestaciones ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y seccionadores, y se monitorea el estado de los parámetros propios del sistema, tales como:

- Tensiones de barra
- Corrientes en las salidas
- Potencias entregadas y recibidas

Todo esto a través de interfaces hombre-máquina de alto nivel utilizando un software SCADA local para la subestación, normalmente instalado sobre estaciones de operación configuradas en arreglo a *Hot-StandBy* (redundancia en espera). A través de estas estaciones de operación, los operadores pueden con facilidad:

- Ordenar la operación de interruptores, cambiadores de toma, seccionadores motorizados de la subestación.
- Supervisar las alarmas y eventos importantes de toda la subestación a través de los SOE obtenidos de las unidades controladoras de posición
- Examinar la subestación en su conjunto o cualquier parte de la misma a través de los despliegues gráficos configurables, actualizados en tiempo real y con indicaciones de estado y valores medidos.
- Generar informes sobre aspectos fundamentales del funcionamiento, oscilogramas de perturbaciones, información sobre localización de averías y estadísticas sobre perturbaciones.
- Mantenimiento de la base de datos en el ámbito de la subestación
- Supervisión y cambio de los parámetros de ajuste de las protecciones



- Supervisión de las funciones de autodiagnóstico y secuencia de eventos de todos los IED's de la subestación.

El SCADA local del sistema de control numérico puede realizar funciones automáticas de control y supervisión tales como:

- Funciones de automatización que impliquen más de una posición:
    - Transferencia de barras
    - Programa de maniobras de transformadores, maniobras de líneas
  - Sincronización de tiempo con las unidades controladoras de posición
  - Supervisión del programa de mantenimiento de equipos
  - Restauración automática del sistema de control numérico por pérdida de alimentación
  - Deslastre de carga cuando las condiciones establecidas se cumplan
- Comunicaciones e interfaces entre Nivel 2 y Nivel 3:

A través del sistema de comunicaciones se proporciona la transferencia de información entre el SAS y los sistemas remotos por medio de protocolos abiertos y propietarios
  - Nivel 3:

Corresponde a los sistemas remotos de información, desde los cuales se pueden monitorear y controlar los principales equipos de la subestación. El grado de control se define según las necesidades. Las operaciones que se controlan desde este nivel son

    - Concentrador de medidas
    - Gestión de Mantenimiento
    - Oficina de Protecciones



Una vez descritos los niveles de control dentro de los sistemas de control digital, se van a describir cuáles son las características de un proyecto de control numérico:

### 1. Ingeniería

La ingeniería en este tipo de sistemas de control tiene como primera ocupación escoger el esquema de control numérico correspondiente a la subestación atendiendo a las normas y estándares aplicables y a las especificaciones técnicas pertinentes en cada subestación.

La segunda tarea es seleccionar los equipos de protección, comunicación, automatización y control que integrarán el sistema. Se ha de tener en cuenta a la hora de seleccionar los equipos que éstos permitan:

- Capacidad de comunicación de datos de alta velocidad IED-IED
- Capacidad I/O expandible
- Múltiples entradas CT's y VT's con posibilidad de calcular parámetros eléctricos (entradas virtuales).

Comparativamente con los sistemas de control convencionales la elaboración de planos para el sistema es significativamente menor. Los planos de cableado se limitarán, en la mayor parte del sistema a mostrar las conexiones seriales o en red entre los equipos, siendo similares sólo en el cableado entre el nivel de control de posición y la aparamenta.

Otro paso importante en la realización de la ingeniería para un proyecto de control consiste en la programación del control a los diferentes niveles. A nivel de posición se debe programar la configuración para los controladores de posición (lógica programada). Enclavamientos, permisivos, alarmas y señalizaciones han de ser reportadas al SCADA local. A nivel de la subestación se debe programar el control de todas las posiciones y el reporte a su vez a los centros de control remotos (centros de despacho de carga).

### 2. Montaje

En términos de montaje dentro de una subestación, para un sistema de control numérico, por cada posición el número de gabinetes necesarios por celda se ve disminuido significativamente, ya que a lo sumo cada posición va a necesitar un gabinete por celda y un gabinete para la unidad controladora de posición. Se eliminan aquellos gabinetes repletos de componentes electromecánicos o estáticos convencionales.



### 3. Cableado

Esta integración reduce la cantidad de cableado de señales y otros equipos requeridos por la subestación, ahorrando así costes tanto de cableado como de espacio en la subestación.

Uno de los principales objetivos que hoy en día hace que se instale control numérico es la reducción del coste de cableado entre los equipos del parque y el nivel de la subestación.

### 4. Operación y Mantenimiento

La labor de operación cuando se implementa un sistema de control numérico tiene la diferencia con respecto al convencional, en que los equipos y tableros poseen relés con tecnología IED's basada en microprocesadores que le brindan inteligencia y mayor seguridad al momento de realizar las maniobras.

### 5. Puesta en servicio

La puesta en servicio de subestaciones de alta tensión con sistemas de control numérico se realiza por una parte, en los equipos de alta tensión, en los armarios del edificio de control, de la misma forma que se realiza en el control convencional. Sin embargo, la verificación del "*Hard-Wire*" está limitada únicamente a la interconexión física entre el nivel de control de campo y el nivel de control de posición. Por otra parte, se pone en servicio todo lo relacionado con la red de control de los niveles jerárquicos superiores, que fue definida específicamente para el esquema de control a ser implementado. Esto implica pruebas de comunicación, pruebas de operación de equipos, entre otras.

Al realizar la parte funcional, ésta se puede llevar a cabo de una manera mucho más rápida que los esquemas convencionales, ya que en esta etapa el realizar pruebas sobre todos los elementos inteligentes ubicados en los niveles de control superiores no implica la revisión del "*Hard-Wire*" hasta los equipos del parque.



### **3.4 Control digital frente a control convencional ventajas e inconvenientes.**

La liberalización del mercado de la energía ha traído una mayor competitividad en el sector a nivel mundial, lo que hace que el rendimiento a corto plazo de las inversiones realizadas y la reducción de los costes asociados a los proyectos del sector sea de vital importancia, lo que ha contribuido al desarrollo de nuevas tecnologías en todo el sector, y también los sistemas de control. Este avance está haciendo que la tecnología digital esté desplazando a los sistemas convencionales en el control y la supervisión de las subestaciones eléctricas. Los avances de la tecnología electrónica digital basada en microprocesadores y de los sistemas de procesamiento distribuido de datos aplicados al control de procesos, así como de las redes de datos asociadas, han revolucionado la concepción y estructura de los sistemas de control y supervisión en sistemas eléctricos[1].

Para la justificación de qué sistema de control implementar si un SAS o un sistema de control convencional, en una subestación de alta o muy alta tensión, se han de tener en cuenta tanto los beneficios estratégicos como los beneficios tangibles que implican la selección de cada uno de estos sistemas.

Considerando las posibilidades de integración y manejo unificado de la información de los distintos subsistemas en una subestación, los beneficios estratégicos resultan en mejorar la percepción de los usuarios, externos e internos, en lo que respecta a la calidad y conformidad del servicio y a la accesibilidad de la información a todo nivel, así como la posibilidad de ofrecer servicios de valor añadido, haciendo uso de la mayor cantidad y variedad de información adquirida y procesado por los SAS; entre ellos, la flexibilidad en la facturación de la empresa.

Los beneficios tangibles son producto de incrementar la capacidad de la organización para trabajar mejor, más rápidamente y en forma más económica. Estos beneficios implican reducción de los costes de operación y mantenimiento, debido a la poca utilización de la mano de obra, y la mejora de la funcionalidad operativa en comparación con el uso de sistemas de control convencional, teniendo a la vez una reducción en el tiempo de salida del servicio para los usuarios.

La justificación técnico económica de la aplicación de los SAS en las subestaciones depende de si estas son nuevas o corresponden a modernizaciones de subestaciones existentes.

Las subestaciones nuevas proveen los mayores beneficios potenciales dada la posibilidad de ahorro en los costes de construcción, espacio, cableado y montaje. También es posible el mejoramiento de las funciones de protección, control y supervisión por un mínimo coste.

Implementar un sistema de automatización logrando una buena integración entre equipos permite eliminar una gran cantidad de dispositivos independientes tales como:

- Las unidades terminales remotas y sus equipos asociados (transductores, tarjetas de entradas/salidas, cableados, etc.).





- 
- Paneles de medida (los relés de protección u otro tipos de IED's pueden ser utilizados como fuentes de medida).
  - Paneles mímicos.
  - Anunciadores de alarmas.
  - Registradores de secuencia de eventos.
  - Registrador digital de faltas.
  - Controladores independientes.
  - Reducción en el cableado entre las casetas del parque y el edificio de control, para el caso de un sistema de control distribuido.
  - Reducción en el cableado entre el sistema de control y los demás dispositivos.
  - Reducción en el espacio de los gabinetes y el número de éstos.
  - Reducción en el tamaño del cuarto de control.
  - Reducción en los costos de ingeniería y diseño.

Por todos estos motivos hoy en día en las nuevas subestaciones y las ampliaciones o remodelaciones de las antiguas subestaciones se opta por un sistema de control digital por, fundamentalmente, la reducción de costes y las mejores prestaciones.





#### 4. Evaluación de alternativas para la captación remota a pie de campo de E/S y medidas en posiciones intemperie de MAT

En capítulos anteriores se ha presentado qué es un sistema de control, cuáles son sus funciones y qué tipos de sistemas de control se tienen implantados en las subestaciones. Ya se está en disposición de avanzar en el objeto de este proyecto que es la captura de los datos a pie de campo de forma remota.

En los sistemas de control digital que se han instalado hasta el momento de forma industrial (es decir, sin tener en cuenta posibles proyectos piloto de experimentación) ya se ha dado el salto de “distribuir” la adquisición de las señales mediante la integración de los datos de equipos de protección digital en el bus de comunicaciones de subestación, y la adquisición de las señalizaciones de E/S y medidas, mediante unidades de control de posición que se localizan en los armarios de control de la subestación. Sin embargo, a diferencia de otras instalaciones industriales como cadenas de montaje y proceso automatizadas en los sectores de alimentación, automoción etc., en las subestaciones eléctricas equipadas con control digital aún existe un cableado convencional para llevar las señales de los equipos de campo (posición de interruptores y seccionadores, alarmas de transformadores, etc.) hasta los armarios de control localizados en el edificio de control.

El paso que se pretende dar dentro de este proyecto es evaluar las posibilidades de simplificar este cableado de forma que existan unidades de adquisición a pie de aparato y de esta forma, sustituir todo el cableado por un bus de comunicaciones entre las unidades de control de posición de los armarios de control y estas unidades de adquisición remotas.

En términos de la arquitectura de los sistemas de control, se está hablando de enviar la información entre el nivel 0 y el nivel 1 mediante unidades de adquisición remota.

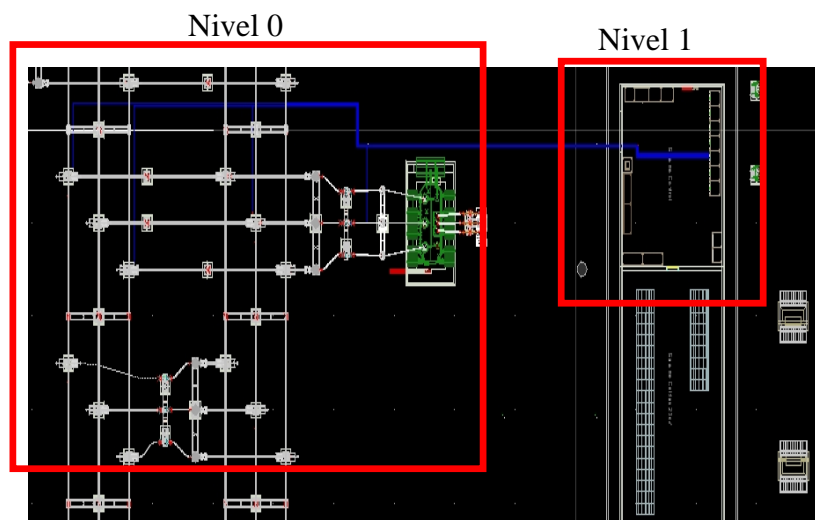


Figura 7: Nivel 0 y Nivel 1 de la Subestación



Con este salto pretendemos construir las instalaciones de forma más barata y simplificar las labores de montaje y pruebas que se realizan en la puesta en marcha de una nueva subestación.

Para realizar este paso se va a realizar un estudio de las posibles soluciones existentes hoy en día, es decir, que exista experiencia probada de las comunicaciones y los equipos, al menos en otros entornos similares a una subestación eléctrica.

Para esta selección se deben tener en cuenta dos aspectos:

- El protocolo de comunicaciones más adecuado que cumpla con los requisitos funcionales necesarios.
- Los diferentes tipos de equipos digitales que usen el protocolo de comunicaciones seleccionado. Dentro del mercado tendremos que hacer una selección de los equipos de captura de datos que podamos implantar en la subestación.

Antiguamente los sistemas de comunicaciones se realizaban mediante comunicación equipo-equipo y por ello se hablaba de seleccionar el protocolo de comunicaciones, pero desde hace unas décadas, las comunicaciones se realizan en forma de “nodos de comunicaciones” o “buses de comunicaciones”, en los cuales se permite una comunicación de todos- todos bajo diferentes arquitecturas. Es por ello que el término utilizado hoy día para estas comunicaciones sea el de Bus de Campo.

Así el Bus de Campo será la red de comunicaciones que exista entre los niveles 0 y 1, y cuya información se permita integrar en el nivel 2 mediante el Bus de Estación.



#### 4.1 Introducción al Bus de Campo

Un bus de campo, como cualquier otro tipo de “bus”, es un sistema de transmisión de datos, una red, que simplifica la instalación y operación de máquinas y equipamientos industriales utilizados en procesos industriales, y se denomina “de campo” porque la información que se transmite se corresponde con la que se adquiere directamente en el “campo”, es decir, en los propios equipos de una instalación industrial. Si los equipos de campo son digitales (como máquinas matriciadoras, perforadoras, de control numérico, etc.) se conectarán directamente al bus, y cuando los equipos no son digitales (válvulas de paso, niveles de líquidos, prensostatos, etc.) se utilizará un elemento local que convierta las señales de contactos abierto/cerrado a información transmitida por la red.[3]

El objetivo de un bus de campo es sustituir las conexiones punto a punto entre los elementos de campo y el equipo de control. Típicamente son redes digitales, bidireccionales, multipunto, montadas sobre un bus bien serie, bien lazo cerrado.

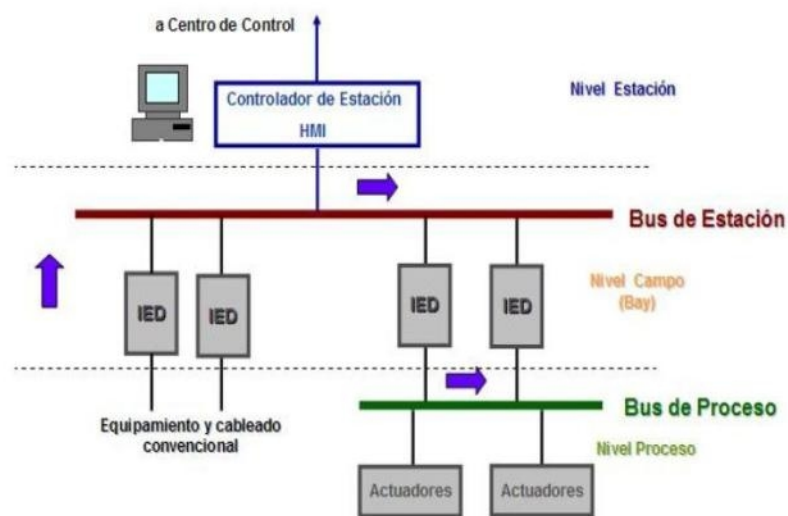


Figura 8: Bus de Campo

Además de simplificar el cableado de una instalación eliminando decenas de cables de cobre por un cable de comunicaciones, los buses de campo envían y reciben información de forma digitalizada, por lo que esta queda inmune a las perturbaciones electromagnéticas y/o mecánicas a las que están sometidos los cables tradicionales. Además, estos dispositivos están dotados de una cierta inteligencia y puede llevar a cabo funciones de control, mantenimiento y diagnóstico. Así, cada nodo de la red puede informar en caso de fallo del dispositivo asociado, y en general sobre cualquier anomalía asociada al dispositivo. Esta monitorización permite



aumentar la eficiencia del sistema y reducir la cantidad de horas de mantenimiento necesarias.

La principal ventaja que ofrecen los buses de campo, y la que los hace más atractivos a los usuarios finales, es la reducción de costes. El ahorro proviene fundamentalmente de tres fuentes: ahorro en costo de instalación, ahorro en el costo de mantenimiento y ahorros derivados de la mejora del funcionamiento del sistema.

Los buses de campo ofrecen mayor flexibilidad al usuario en el diseño del sistema. Algunos algoritmos y procedimientos de control que con sistemas de comunicación tradicionales debían incluirse en los propios algoritmos de control, radican ahora en los propios dispositivos de campo, simplificando el sistema de control y sus posibles ampliaciones.

Debido a la falta de estándares, diferentes compañías han desarrollado diferentes soluciones, cada una de ellas con distintas prestaciones y campos de aplicación. Para implementar la solución que se está buscando, indagaremos dentro de los buses de campo que estén estandarizados.

Antes de analizar la idoneidad de cada una de las posibles soluciones, se va a establecer los requisitos mínimos que se deben cumplir para poder ser utilizados dentro de una subestación eléctrica.

## **4.2 Requisitos Funcionales Mínimos.**

Los requisitos funcionales mínimos que deberán cumplir los buses de campo para su aplicación en una subestación eléctrica son los que se expresan a continuación. Se toman en cuenta los equipos que normalmente se utilizan en una subestación, y los valores que hoy en día se consiguen con los sistemas de control utilizados en la actualidad:

### **a) Correspondientes a la red física:**

1. La red física debe ser inmune a las perturbaciones electromagnéticas, por lo que solo se podrán utilizar redes de lazo diferencial, preferentemente redes de fibra óptica.
2. Las distancias entre equipos de nivel 1 (unidades de control) y las unidades de campo de nivel 0 puede ser del orden de 100 a 500 metros.
3. La adquisición de las señales procedentes de contactos se deberán realizar mediante tensiones de corriente continua de tensión superior a los 24 voltios y preferentemente de 120 voltios, por las baterías que normalmente se usan en las subestaciones.



4. Las órdenes de salida deben permitir el paso de corrientes de paso de 5 amperios de continua y potencias de apertura reactivas de orden de 100W.
5. Los equipos electrónicos deberán ser alimentados desde corriente continua, para su funcionamiento prolongado en situaciones de falta de tensión.
6. Desde el punto de vista de rigidez dieléctrica y EMC deberán cumplir los niveles solicitados por la norma IEC 61000-X (donde X va desde 1 a n, según las diferentes partes, i.e, niveles de galvánico, sobretensiones, perturbaciones de AF, ráfagas, etc. así como los ensayos para su determinación en laboratorio y en campo.)
7. NO se pretende adquirir de forma digital las señales sinusoidales de corriente alterna de los transformadores de medida para la función de protección, puesto que por seguridad esta adquisición se realizará de forma convencional mediante cableado de tensiones e intensidades.

b) Correspondientes a la funcionalidad:

1. La precisión total en adquisición de señales digitales debe permitir discriminación de 1 ms, por lo que deberán soportar sincronización en la red que asegure estos tiempos.
2. El tiempo de transmisión máximo de una señal hasta el equipo de nivel 1 no deberá superar los 10ms.
3. Se pretende que su configuración deba ser la mínima posible
4. Deben permitir la comunicación multi-equipo.



### 4.3 Tipología General de los buses.

Si bien en apartados posteriores se estudiará una normativa específica para las comunicaciones dentro de subestaciones, IEC 61850, que está implantada fundamentalmente a nivel de bus de estación. Se estudiarán antes las posibilidades que pueden ofrecer los buses industriales que se vienen aplicando desde hace tiempo para el nivel de campo.

Los buses se suelen clasificar entre los tipos que se presentan a continuación. De entre ellos, dado que se cuentan por decenas, seleccionaremos para su estudio los que se conocen de forma principal y que se tiene clara su aplicación universal y por varios fabricantes:

#### a) Buses de alta velocidad y baja funcionalidad

Están diseñados para integrar dispositivos simples como finales de carrera, fotocélulas, relés y actuadores simples, funcionando en aplicaciones de tiempo real, y agrupados en una pequeña zona de la planta, típicamente una máquina. Básicamente comprenden las capas física y de enlace del modelo OSI, es decir, señales físicas y patrones de bits de las tramas. Algunos ejemplos son:

- **CAN:** Diseñado originalmente para su aplicación en vehículos.
- **SDS:** Bus para la integración de sensores y actuadores, basado en CAN
- **ASI:** Bus serie diseñado por Siemens para la integración de sensores y actuadores.

De entre estos buses se van a estudiar el bus **CAN** por ser el de mayor uso dentro del mercado industrial.

#### b) Buses de alta velocidad y funcionalidad media

Se basan en el diseño de una capa de enlace para el envío eficiente de bloques de datos de tamaño medio. Estos mensajes permiten que el dispositivo tenga mayor funcionalidad, de modo que permite incluir aspectos como la configuración, calibración o programación del dispositivo. Son buses capaces de controlar dispositivos de campo complejos, de forma eficiente y a bajo coste. Normalmente incluyen la especificación completa de la capa de aplicación, lo que significa que se dispone de funciones utilizables desde programas basados en PCs para acceder, cambiar y controlar los diversos dispositivos que constituyen el sistema. Algunos incluyen funciones estándar para distintos tipos de dispositivos, lo cual facilita la interoperabilidad de dispositivos de distintos fabricantes. Algunos ejemplos son:





- DeviceNet: Desarrollado por Allen-Bradley, utiliza como base el bus CAN, e incorpora una capa de aplicación orientada a objetos.
- LONWorks: Red desarrollada por Echelon.
- BitBus: Red desarrollada por INTEL.
- DIN MessBus: Estándar alemán de bus de instrumentación, basado en comunicación RS-232.
- InterBus-S: Bus de campo alemán de uso común en aplicaciones medias.
- MOD BUS: Es un bus que puede quedar clasificado dentro del tipo de buses de altas prestaciones.

Siguiendo el mismo criterio, seleccionaremos el **MODBUS** por ser el más ampliamente utilizado.

c) Buses de altas prestaciones

Son capaces de soportar comunicaciones en todos los niveles de la producción CIM. Aunque se basan en buses de alta velocidad, algunos presentan problemas debido a la sobrecarga necesaria para alcanzar las características funcionales y de seguridad que se les exigen. La capa de aplicación demanda un gran número de servicios a la capa de usuario; habitualmente son un subconjunto del estándar MMS (Manufacturing Message Specification). Entre sus características incluyen:

- Redes multi-maestro con redundancia.
- Comunicación maestro-esclavo según el esquema pregunta-respuesta.
- Recuperación de datos desde el esclavo con un límite máximo de tiempo.
- Capacidad de direccionamiento unicast, multicast y broadcast.
- Petición de servicios a los esclavos basada en eventos.
- Comunicación de variables y bloques de datos orientada a objetos.
- Descarga y ejecución remota de programas.
- Altos niveles de seguridad de la red, opcionalmente con procedimientos de autenticación.
- Conjunto completo de funciones de administración de la red.

Algunos ejemplos de estos buses son:

- **Profibus**
- WorldFIP
- Fieldbus Foundation

De estos buses el más usado a nivel industrial y que sirve como ejemplo perfecto de esta tipología es el bus **PROFIBUS**.



d) Buses para áreas de seguridad intrínseca

Incluyen modificaciones en la capa física para cumplir con los requisitos específicos de seguridad intrínseca en ambientes con atmósferas explosivas. La seguridad intrínseca es un tipo de protección por la que el componente en cuestión no tiene posibilidad de provocar una explosión en la atmósfera circundante. Se dice que un circuito eléctrico o una parte de un circuito tienen seguridad intrínseca, cuando alguna chispa o efecto térmico en este circuito producidos en las condiciones de prueba establecidas por un estándar (dentro del cual figuran las condiciones de operación normal y de fallo específicas) no puede ocasionar una ignición. Algunos ejemplos son HART, Profibus PA o WorldFIP.

Como este no es el caso de las subestaciones eléctricas, no tomaremos en cuenta ningún ejemplo de estos.



## 4.4 Protocolo CAN

El protocolo CAN (“Controller Area Network”) es un protocolo de comunicaciones basado en la arquitectura de bus para transferencia de mensajes en ambientes distribuidos. Fue patentado por la compañía Robert Bosch (1982) y en un principio fue diseñado para la industria automotriz, pero pronto se descubrió que el protocolo podía ser útil para otras numerosas aplicaciones. En 1990 la tecnología CAN fue introducida en máquinas textiles y hoy en día esta industria realiza un gran uso de los sistemas CAN, razón por la cual se ha elegido.

Entre sus fortalezas el bus CAN considera una arquitectura multimaestra capaz de proveer características de respuesta en tiempo real y tolerancia a faltas en la recepción de mensajes y mal funcionamiento de los nodos[4].

En Europa se ha convertido en un estándar de facto con carácter internacional y documentado por la norma ISO en una arquitectura colapsada de dos capas, mediante la norma ISO-11898.

### 4.4.1 Capa Física

La Capa Física en CAN es mediante la utilización de un par de hilos con medición de tensión diferencial entre ellos y una referencia. Para esta capa física se pueden utilizar ya chips específicos del mercado que proporcionan toda esta funcionalidad.

Como se puede ver en la figura adjunta, la transmisión de señales se realiza mediante la detección de tensión diferencial de 2 voltios entre hilos, durante un período mínimo de tiempo (sería el valor 1), y en el resto de los casos con tensión diferencial de 0 voltios (sería el cero digital 0)

- Dominante: la tensión diferencial es del orden de 2 V con CAN\_H = 3,5V y CAN\_L= 1,5V nominales.
- Recesivo: la tensión diferencial es del orden de 0 V con CAN\_H=CAN\_L=2,5V nominales

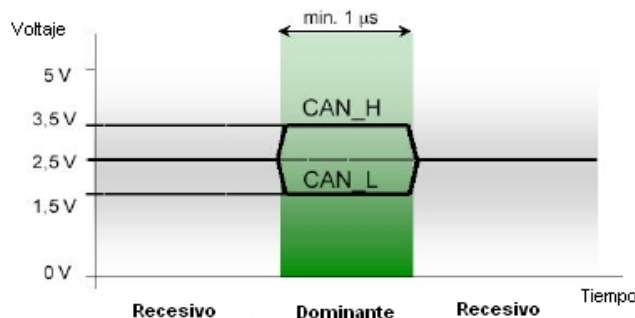


Figura 9: Niveles de Tensión Nominales



Como el medio de transmisión es eléctrico, hay que tener en cuenta los retardos o engaños que puede crear la capacidad y reactancia de los cables de transmisión, y por ello, para distancias cortas la velocidad es muy grande, disminuyendo a medida que los cables aumentan de longitud.

La velocidad de transmisión frente a la distancia de cable se muestra en la siguiente tabla:

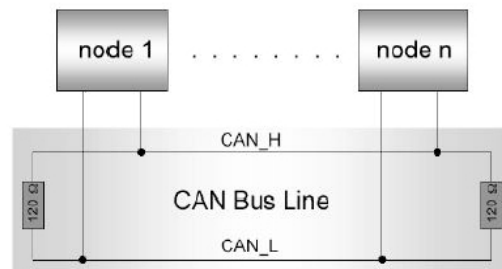
Velocidad	Tiempo de Bit	Longitud Máxima
1 Mbps	1 $\mu$ S	30 m
800 Kbps	1,25 $\mu$ S	50 m
500 Kbps	2 $\mu$ S	100 m
250 Kbps	4 $\mu$ S	250 m
125 Kbps	8 $\mu$ S	500 m
50 Kbps	20 $\mu$ S	1000 m
20 Kbps	50 $\mu$ S	2500 m
10 Kbps	100 $\mu$ S	5000 m

**Tabla 1: Velocidad – Distancia en CAN**

En la tabla se puede observa que la máxima velocidad que se podría alcanzar en caso de distancias grandes entre equipos de campo y unidades de posición (500m) es de 125Kps.

Se utilizan un par de cables trenzados, bus diferencial, para conseguir alta inmunidad a las interferencias electromagnéticas. En algunos casos puede ir apantallado.

La topología es bus con derivaciones de corte longitud. Con pérdida de prestaciones en cuanto a velocidad o longitud máxima se puede adoptar estructuras en estrella. El bus se cierra con dos impedancias de carga. Esta impedancia es del orden de 120  $\Omega$  este valor se pone en ambos extremos del bus para evitar ondas reflejadas y que el bus se convierta en una antena. Esta opción no sería válida dado que habría un peligro grande de tener abierto el canal y perderse las comunicaciones, por lo que solo se podría utilizar la estructura de estrella, con equipos intermedios repetidores (nodo activo de la estrella)



**Figura 10: Aspecto del Bus**

El número máximo de nodos no está limitado por la especificación básica y depende de las características de los transceptores (dispositivo que realiza funciones de transmisión y recepción), las especificaciones de bus de campo lo limitan a 32 o 64 en una red sin repetidores.

#### **4.4.2 Capa de Enlace de Datos**

Una característica del protocolo CAN es su técnica de acceso al medio denominada como CSMA/CD+CR o acceso múltiple con detección de portadora, detección de colisión más resolución de colisión.

La técnica CSMA/CD de acceso múltiple y detección de colisión evolucionó desde el inicial ALOHA hasta ser un método de acceso al medio de redes Ethernet. La resolución de colisión es una característica adicional que se añade en la utilización del método de acceso al medio en el bus CAN. En la técnica CSMA/CD utilizada en redes Ethernet ante colisión de varias tramas, todas se pierden, CAN resuelve la colisión con la supervivencia de una de las tramas que chocan en el bus. Además, la trama de mayor prioridad es la trama superviviente.

La resolución de colisión, es decir, si dos nodos intentan transmitir al mismo tiempo, se basa en una topología eléctrica que aplica una función lógica determinista a cada bit. Esta colisión se resuelve dotando a un nivel definido como bit dominante y asignando a este nivel con prioridad de nivel. El bit dominante se define con el valor lógico 0 y el bit recesivo con el valor lógico 1. La prioridad de nivel se resuelve con una función lógica AND de todos los niveles transmitidos (véase figura 9). Cada transmisor escucha continuamente el valor presente en el bus, y se retira cuando ese valor no coincide con el que dicho transmisor ha forzado. Mientras hay coincidencia la transmisión continúa; finalmente el mensaje con identificador de máxima prioridad sobrevive. Los demás nodos reintentarán la transmisión lo antes posible.

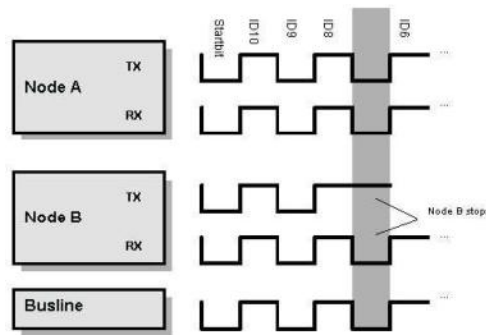


Figura 11: Resolución de Colisión en el Bus CAN

Una de las principales características del protocolo CAN es que la dirección de los emisores y receptores no se envían en el mensaje, sino que los propios mensajes están organizados y codificados de antemano, con lo cual se permite mucha flexibilidad en el aumento de nodos, sin tener que deshacer o rehacer ninguna configuración HW predefinida en el inicio. Esto es una buena propiedad para la sencillez de su aplicación.

Dentro de la familia CAN existen dos especificaciones, una de tramas de 11 bits (CAN 2.0) y otra más extendida de hasta 29 bits.

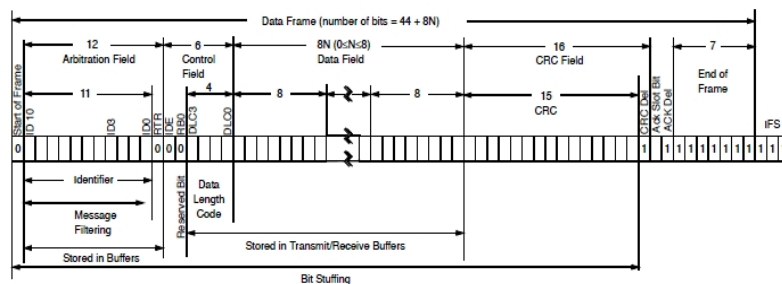


Figura 12: Trama de datos estándar

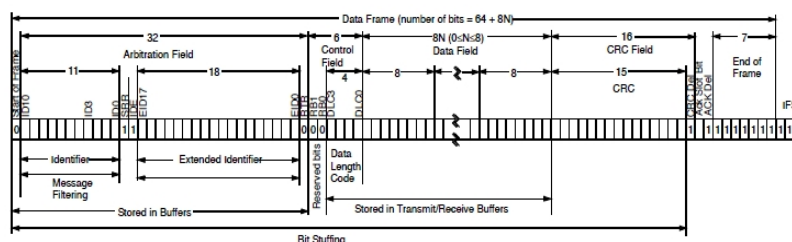


Figura 13: Trama de datos Extendida



#### 4.4.3 Mensajes y Tipos de Tramas

El protocolo CAN utiliza tramas formadas por mensajes de estructura predefinida para la gestión de la comunicación. En el apartado anterior se estudió que el bus CAN tiene dos variantes definidas CAN Standard y CAN Extendido, ambos protocolos son análogos diferenciándose básicamente en el número de bits que se utiliza para el identificador de mensajes, 11 bits diferentes en CAN Estándar y 29 bits en el caso CAN Extendido.

Las tramas CAN son de longitud reducida, la trama más larga es de 130 bits en CAN Estándar y 154 bits en CAN Extendido.

Los tipos de trama y estados de bus, utilizados son:

- Trama de Datos.
- Trama de Interrogación remota
- Trama de Error
- Trama de Sobrecarga

En un bus CAN los nodos transmiten la información espontáneamente con tramas de datos, bien sea por un proceso cíclico o activado ante eventos en el nodo. La trama de interrogación remota sólo se suele utilizar para detección de presencia de nodos o para puesta al día de información en un nodo recién incorporado a la red.

En un bus único un identificador de mensaje ha de ser asignado a un solo nodo concreto, es decir, se ha de evitar que dos nodos puedan iniciar la transmisión simultánea de mensajes con el mismo identificador y datos diferentes. La filosofía CAN es que un mensaje es único en el sistema.

#### 4.4.4 Conclusiones respecto del Bus CAN.

Una vez analizadas las características básicas del BUS CAN, si hay que centrarse en analizar su aplicación en subestaciones eléctricas y tener en cuenta lo siguiente:

1. Estampación de Tiempo. Como el sistema se trata de multi-master y envío de datos de forma espontánea por cada nodo, deberá ser necesario que las informaciones de activación de señales digitales vengan con estampación de tiempo dentro de los datos, lo cual habrá que aplicar de forma específica y no está dentro de la norma. **Esto es un inconveniente en cuanto a que seguramente no se podrán utilizar muchos de los equipos CAN** de mercado sino que habría que hacer un desarrollo específico, o renunciar a la estampación de tiempo.



2. Velocidades de Transmisión. Parece que el límite de velocidad de transmisión dentro del bus estará entre los **125 – 500 Kbps**. Para ello se han tomado en consideración las distancias habituales entre los equipos eléctricos y los armarios de control.
3. Tipo de RED. En cuanto a la red, sólo será aceptable el uso de **estrellas activas**, puesto que el par trenzado con terminadores puede dar problemas de EMC en este entorno.





#### 4.4.5 Fabricantes y equipos

A modo informativo, enumeramos una serie de fabricantes y equipos de protocolo CAN con diferentes propiedades

Fabricante	Equipo	Sistema de Captación			Sistemas de Actuación			Arquitectura de Comunicaciones		
		Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Puertos	Velocidad	Protocolo
GE	Remote Can Bus IO Module	Hasta 32		Hasta 8 RTD	8 Relays (16A, 30A)			2 F.O.		CANopen
Phoenix Contacts	Inline Block IO CO	16 (24Vdc 5mA)			16 (24Vdc 500mA)			Conector D-Sub 9	10Kbps-1Mbps	CANOpen
Phoenix Contacts	FLS CO M12	Hasta 16 (24Vdc)			Hasta 8 (24Vdc 500mA)			2 Conectores enchufables M12	10 Kbps-1 Mbps	CANopen
ABB	S500 I/O	Hasta 32 (24Vdc, 5mA) y 8 (230/120 Vac)	Hasta 16 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)	Hasta 4 RTD	Hasta 24(24Vdc 500mA) y 8 Relay (230 Vac, 3A)	Hasta 16 Tensión Vdc (0-10; -10-10) u 8 Corriente mA (0-20; 4-20)		Depende del protocolo	Depende del protocolo	Profibus/DP, Devicenet, Ethernet TCP/IP, Modbus TCP, UDP/IP, CANopen
ABB	S900 I/O	Hasta 8 (8 Vdc, 4mA)	Hasta 4 Corriente mA (0-20; 4-20)	Hasta 4 RTD y TC	Hasta 8 (8 Vdc, 4mA), 4 solenoid driver (24Vdc, 8 mA), 6 Relay (60Vac/30Vdc, 1 A)	Hasta 4 Corriente mA (0-20; 4-20)		1 Profibus D-Sub 9, F.O. (con adaptador)	9,6 - 1,5 Mbps	CANopen (internal), Profibus DP (External)
Schneider Electric	Advantys OTB	12 (24 Vdc)			2 SSR (24 Vdc), 6 Relay (24 Vdc)		2 PWM	Depende del protocolo	Depende del protocolo	CANopen, Ethernet TCP/IP, Modbus
Schneider Electric	Advantys FTB	Hasta 16 (24Vdc, 200mA)			Hasta 16 (24Vdc 1,6A)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	CANopen, Devicenet, Profibus, Interbus



## Nueva Configuración para Adquisición Remota de Información en los Sistemas de Control y Protección Digitales en Subestaciones de Alta y muy Alta Tensión

Schneider Electric	Advantys STB	Hasta 16 (24Vdc), 2 (230/115 Vac)	Hasta 8 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)	2 RTD	Hasta 16 (24Vdc 500mA), 2 (24Vdc 2 A), 2 SSR (230/115Vac 2A), 2 Realey (230/115Vac, 24Vdc, 2A)	Hasta 2 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)	Depende del protocolo	Depende del protocolo	Ethernet TCP/IP, CANopen, Fipio, Interbus, Profibus DP, Modbus Plus, Devicenet
Schneider Electric	Advantys FTM	Hasta 16 (24Vdc, 200mA)	Hasta 4 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)		Hasta 16 (24Vdc 500mA)	Hasta 4 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)	Depende del protocolo	Depende del protocolo	CANopen, Devicenet, Profibus



## 4.5 Protocolo MODBUS

La designación Modbus Modicon corresponde a una marca registrada por Gould Inc. Como en tantos otros casos, la designación no corresponde propiamente al estándar de red, incluyendo todos los aspectos desde el nivel físico hasta el de aplicación, sino a un protocolo de enlace (nivel OSI 2). Puede, por tanto, implementarse con diversos tipos de conexión física y cada fabricante suele suministrar un software de aplicación propio, que permite parametrizar sus productos. No obstante, se suele hablar de MODBUS como un estándar de bus de campo, cuyas características esenciales son las que se detallan a continuación[5].

### 4.5.1 Capa Física.

El medio físico de conexión puede ser un bus semidúplex (half duplex) (RS-485 o fibra óptica) o dúplex (full duplex) (RS-422, BC 0-20mA o fibra óptica). La comunicación es asíncrona y las velocidades de transmisión previstas van desde los **75 baudios a 19.200 bps**. La máxima distancia entre estaciones depende del nivel físico, pudiendo alcanzar hasta 1200 m sin repetidores.

El Nivel de acceso al medio es del tipo **maestro-esclavo**, con acceso al medio controlado por el maestro. El número máximo de estaciones previsto es de 63 esclavos más una estación maestra.

Tradicionalmente este protocolo era el utilizado para la comunicación con estaciones remotas de telecontrol (RTU).

Los intercambios de mensajes pueden ser de dos tipos:

- Intercambios punto a punto, que comportan siempre dos mensajes: una demanda del maestro y una respuesta del esclavo (puede ser simplemente un reconocimiento («acknowledge»).
- Mensajes difundidos. Estos consisten en una comunicación unidireccional del maestro a todos los esclavos. Este tipo de mensajes no tiene respuesta por parte de los esclavos y se suelen emplear para mandar datos comunes de configuración, reset, etc.



#### 4.5.2 Mensajes y Tramas

La codificación de datos dentro de la trama puede hacerse en modo ASCII o puramente binario. Dentro del mensaje se pueden encontrar los siguientes campos:

:	Nº	Código	Subfunciones, Datos	LRC(16)	CR	LF
(3AH)	Esclavo	de		H L	(0DH)	(0AH)
	(00-3FH)	Operación				

##### Codificación ASCII

Nº	Código	Subfunciones, Datos	CRC(P16)
Esclavo	de		H L
(00-3FH)	Operación		

##### Codificación RTU

Tabla 2: Trama genérica del mensaje según el código empleado

##### A. Número de esclavo (1 byte):

Permite direccionar un máximo de 63 esclavos con direcciones que van del 01H hasta 3FH. El número 00H se reserva para los mensajes difundidos.

##### B. Código de operación o función (1 byte):

Cada función permite transmitir datos u órdenes al esclavo. Existen dos tipos básicos de órdenes:

- Órdenes de **lectura/escritura de datos** en los registros o en la memoria del esclavo.
- Órdenes de control del esclavo y el propio sistema de comunicaciones (RUN/STOP, carga y descarga de programas, verificación de contadores de intercambio, etc.)

##### C. Campo de sub-funciones/datos (n bytes):

Este campo suele contener, en primer lugar, los parámetros necesarios para ejecutar la función indicada por el byte anterior. Estos parámetros podrán ser códigos de sub-funciones en el caso de órdenes de control (función 00H) o direcciones del primer bit o byte, número de bits o palabras a leer o escribir, valor del bit o palabra en caso de escritura, etc.

##### D. Palabra de control de errores (2 bytes):

En código ASCII, esta palabra es simplemente la suma de comprobación

(‘checksum’) del mensaje en módulo 16 expresado en ASCII, es el denominado como código de redundancia cíclica CRC.



Las funciones del protocolo se describen a continuación.

- *Función 0:*

Esta función permite **ejecutar órdenes de control**, tales como marcha, paro, carga y lectura de programas de usuario del autómeta. Para codificar cada una de las citadas órdenes se emplean los cuatro primeros bytes del campo de datos. La trama resultante es la representada en la figura 13 y la interpretación de los códigos de subfunción se especifica en la tabla 3.

Función	Código	Tarea
0	00H	Control de estaciones esclavas
1	01H	Lectura de n bits de salida o internos
2	02H	Lectura de n bits de entradas
3	03H	Lectura de n palabras de salida o internos
4	04H	Lectura de n palabras de entradas
5	05H	Escritura de un bit
6	06H	Escritura de una palabra
7	07 H	Lectura rápida de 8 bits
8	08 H	Control de contadores de diagnósticos número 1 a 8
9	09 H	No utilizado
10	0A H	No utilizado
11	0B H	Control de contador de diagnósticos número 9
12	0C H	No utilizado
13	0D H	No utilizado
14	0E H	No utilizado
15	0F H	Escritura de n bits
16	10 H	Escritura de n palabras

Tabla 3: Funciones básicas y códigos de operación

En caso de las órdenes de marcha y paro, el campo de «información» de la trama representada en la figura 13 está vacío y, por tanto, el mensaje se compone simplemente de 6 bytes de función más 2 bytes de CRC. La respuesta del esclavo a estas órdenes es un mensaje idéntico al enviado por el maestro.



- *Funciones 1 y 2:*

**Lectura de bits del autómata.** La trama se muestra en la siguiente tabla. La forma de direccionamiento de los bits es dar la dirección de la palabra que los contiene y luego la posición del bit. Obsérvese también que la respuesta es dada siempre en octetos completos.

Petición del maestro

Nº Esclavo (00-3FH)	01H o 02H	Dirección 1er Bit PP PB	Nº de Bits NN NN	CRC H L
---------------------------	-----------------	-------------------------------	------------------------	------------

PPP = Dirección de la palabra (hex), B= Dirección del bit dentro de la palabra 0 a Fin.

Respuesta del esclavo

Nº Esclavo (00-3FH)	01H o 02H	Nº Octetos leídos NN NN	1er Octeto B7..B0	Otros Octetos Hasta máx. 256	CRC H L
---------------------------	-----------------	-------------------------------	-------------------------	---------------------------------------	------------

**Tabla 4: Petición y respuesta de la función: Lectura de bits (01H, 02H)**

- *Funciones 3 y 4:* Lectura de palabras del autómata.
- *Función 5:* Escritura de un bit.
- *Función 6:* Escritura de una palabra.
- *Función 7:* Petición de lectura rápida de un octeto.
- *Función 8:* Petición del contenido y control de los ocho primeros contadores *de diagnóstico de un esclavo*.
- *Función 11:* La petición del contenido contador de diagnóstico
- *Función 15:* Escritura de bits del autómata.
- *Función 16:* *Escritura* de palabras del autómata.

#### 4.5.3 Nivel de aplicación

Como se ha dicho a nivel general de buses de campo, el nivel de aplicación de MODBUS no está cubierto por un software estándar, sino que cada fabricante suele suministrar programas para controlar su propia red.

Con lo visto hasta ahora, no encontramos ninguna ventaja específica de este bus de campo.



#### 4.5.4 Variantes de MODBUS

##### A. JBUS

JBUS es una designación utilizada por la firma APRIL para un bus propio que presenta gran similitud con MODBUS, por lo que se puede considerar como una variante con protocolos prácticamente idénticos.

La designación JBUS, de la misma forma que MODBUS, corresponde a un protocolo de enlace más que a una red propiamente dicha. Puede, por tanto, implementarse con cualquiera de las conexiones físicas normalizadas.

Como diferencias más relevantes citaremos las siguientes:

- Posee un registro de estado en cada estación que permite un diagnóstico de la estación.
- El número de esclavo para JBUS (1er byte de la trama) permite valores que van del 01H hasta el FFH. Permite, por tanto, direccionar 255 esclavos en vez de 63. El número 00H se reserva igualmente para mensajes difundidos.

##### B. MODBUS® TCP/IP

MODBUS® TCP/IP es una variante o extensión del protocolo Modbus que permite utilizarlo sobre la capa de transporte TCP/IP. De este modo, Modbus-TCP se puede utilizar en Internet, de hecho, este fue uno de los objetivos que motivó su desarrollo (la especificación del protocolo se ha remitido a la IETF=Internet Engineering Task Force).

Las ventajas son innumerables:

- Realizar reparaciones o mantenimiento remoto desde la oficina utilizando un PC, reduciendo así los costes y mejorando el servicio al cliente.
- El ingeniero de mantenimiento puede entrar al sistema de control de la planta desde su casa, evitando desplazamientos.
- Permite realizar la gestión de sistemas distribuidos geográficamente mediante el empleo de las tecnologías de Internet/Intranet actualmente disponibles.

MODBUS® TCP/IP se ha convertido en un estándar industrial de facto debido a su simplicidad, bajo coste, necesidades mínimas en cuanto a componentes de hardware, y sobre todo a que se trata de un protocolo abierto.

En la actualidad hay cientos de dispositivos MODBUS® TCP/IP disponibles en el mercado. Se emplea para intercambiar información entre dispositivos, así como monitorizarlos y gestionarlos. También se emplea para la gestión de entradas/salidas distribuidas, siendo el protocolo más popular entre los fabricantes de este tipo de componentes.

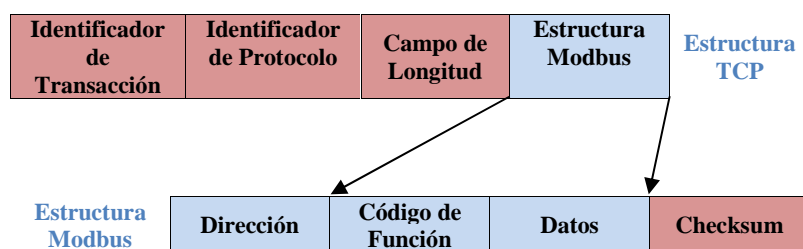
Modbus/TCP simplemente encapsula una trama Modbus en un segmento TCP. TCP proporciona un servicio orientado a conexión fiable, lo que significa que toda consulta espera una respuesta.

Esta técnica de consulta/respuesta encaja perfectamente con la naturaleza Maestro/Esclavo de Modbus, añadido a la ventaja del determinismo que las redes Ethernet conmutadas ofrecen a los usuarios en la industria. El empleo del protocolo abierto Modbus con TCP proporciona una solución para la gestión desde unos pocos a decenas de miles de nodos.

En teoría, MODBUS® TCP/IP, transporta datos hasta 250/(250+70+70) o alrededor de un 60% de eficiencia cuando se transfieren registros en bloque, y puesto que 10 Base T proporciona unos 1.25 Mbps de datos, la velocidad de transferencia de información útil será:

$$1.25M / 2 * 60\% = 360000 \text{ registros por Segundo}$$

Esto suponiendo que se están empleando dispositivos que pueden dar servicio en la red Ethernet aprovechando todo el ancho de banda disponible.



**Figura 14: Encapsulamiento de la trama Modbus**

En los ensayos prácticos realizados por by Schneider Automation utilizando un PLC Ethernet Momentum TM con entradas/salidas Ethernet, demostró que se podían escanear hasta 4000 bloques I/O por segundo, cada uno con hasta 16 I/O analógicas de 12-bits o 32 I/O digitales (se pueden actualizar 4 bases por milisegundo).





#### 4.5.5 Conclusiones respecto del MODBUS.

Una vez analizadas las características básicas del MODBUS, si hay centrarse en analizar su aplicación en subestaciones eléctricas y tener en cuenta lo siguiente:

1. Variante. De todas las variantes vistas, la más apropiada sería la versión TCP/IP para poder ir montado sobre un soporte de fibra óptica de altas prestaciones de tiempo de transmisión, dado que los enlaces Ethernet hoy día son muy baratos.
2. Maestro- Esclavo: esta es la principal desventaja que encontramos, puesto que dado que son varios los elementos que pueden leer las entradas salidas de una posición, **se necesitan una estructura que permita multimáster o multicliente**.
3. Estampación de Tiempo. Deberá ser necesario que las informaciones de activación de señales digitales vengan con estampación de tiempo dentro de los datos, lo cual habrá que aplicar de forma específica y no está dentro de la norma. **Esto es un inconveniente igualmente**.



#### 4.5.6 Fabricantes y equipos

A modo de conocimiento se enumeran una serie de fabricantes y equipos para el protocolo que se ha descrito en el apartado anterior

Fabricante	Equipo	Sistema de Captación			Sistemas de Actuación			Arquitectura de Comunicaciones		
		Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Puertos	Velocidad	Protocolo
Phoenix Contacts	Inline Block IO ETH	32 (24Vdc 5mA)			16 (24Vdc 500mA)			2 RJ 45	10/100 Mbps	Modbus TCP/IP
Perle Systems	IOLAN DS1	Hasta 4 (30Vdc)	4 Tensión Vdc (-0,15-0,15; -0,5-0,5; -1-1; -5-5; -10-10) ó 4 Corriente mA (0-20; 4-20)	4 RTD	Hasta 4 (30Vdc 200mA), 2 Relay Form-C (120 Vac 0,5 A)			1 RJ 45, 1 Serie RS232	10/100 Mbps	Ethernet TCP/IP, UDP, UDP Multicast, Modbus/TCP
ABB	S500 I/O	Hasta 32 (24Vdc, 5mA) y 8 (230/120 Vac)	Hasta 16 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)	Hasta 4 RTD	Hasta 24(24Vdc 500mA) y 8 Relay (230 Vac, 3A)	Hasta 16 Tensión Vdc (0-10; -10-10) u 8 Corriente mA (0-20; 4-20)		Depende del protocolo	Depende del protocolo	Profibus/DP, Devicenet, Ethernet TCP/IP, Modbus TCP, UDP/IP, CANopen
Schneider Electric	Advantys OTB	12 (24 Vdc)			2 SSR (24 Vdc), 6 Relay (24 Vdc)		2 PWM	Depende del protocolo	Depende del protocolo	CANopen, Ethernet TCP/IP, Modbus
Schneider Electric	Advantys STB	Hasta 16 (24Vdc), 2 (230/115 Vac)	Hasta 8 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)	2 RTD	Hasta 16 (24Vdc 500mA), 2 (24Vdc 2 A), 2 SSR (230/115Vac 2A), 2 Realey (230/115Vac, 24Vdc, 2A)	Hasta 2 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)		Depende del protocolo	Depende del protocolo	Ethernet TCP/IP, CANopen, Fipio, Interbus, Profibus DP, Modbus Plus, Devicenet



#### **4.6 Protocolo PROFIBUS**

El protocolo PROFIBUS (Process Field BUS) fue un proyecto de investigación de comunicaciones industriales, llevado a cabo en el año 1987 por las firmas alemanas Bosch, Klöckner Möeller y Siemens, que permitiera la interconexión de equipos de diferentes fabricantes. Esta fue la base de un grupo de trabajo al que se integraron otras grandes empresas tales como ABB, AEG, Landis&Gir, etc., algunas universidades y organizaciones técnicas estatales alemanas. Se formaron varios grupos de trabajo en distintas áreas cuyo objetivo principal fue desarrollar un sistema abierto de comunicaciones apto para integrar desde los sencillos transductores y elementos de campo, pasando por los autómatas y controles numéricos hasta llegar al nivel de los miniordenadores para diseño y gestión de la producción[5].

A partir del año 1990 se abrió la posibilidad para cualquier usuario o empresa de integrarse en un consorcio denominado PROFIBUS Nutzer organisation, que a través de diversos comités sigue desarrollando y dando soporte al nivel de aplicación y certificación de productos.

PROFIBUS es actualmente uno de los principales sistemas basados en buses de campo en Europa y goza de una aceptación mundial. Sus áreas de aplicación incluyen manufacturación, automatización y generación de procesos. PROFIBUS es un bus de campo normalizado internacional que fue estandarizado bajo la norma EN-50170 a partir de la norma alemán DIN 19 245. Esto asegura una protección óptima tanto a los clientes como a los vendedores y asegura la independencia de estos últimos.

La realidad es que los controladores industriales de Siemens, líder del sector, están presentes en casi todos los procesos y hoy en día, todos los fabricantes líderes de tecnología de automatización ofrecen interfaces PROFIBUS para sus dispositivos. La variedad de productos existentes tanto en elementos como en servicios, muchos de los cuales están certificados, aseguran un funcionamiento sencillo y correcto incluso en redes de diferentes fabricantes. PROFIBUS ha sido usado satisfactoriamente en numerosas aplicaciones como la automatización de fabricación, procesos y construcción.

Por todo lo expuesto anteriormente se ha escogido este protocolo para su estudio, analizando si las características y prestaciones que ofrece son buenas para la captura de datos en la aparamenta del parque de intemperie o en los elementos de la bahía en el caso de subestaciones GIS.



#### 4.6.1 Conceptos del BUS PROFIBUS

Dentro de la arquitectura de comunicaciones PROFIBUS, existen diferentes niveles, válidos para según qué aplicaciones:

##### A. PROFIBUS PA

- Diseñado para automatización de procesos.
- Permite la conexión de sensores y actuadores a una línea de bus común incluso en áreas especialmente protegidas, se requiere sencillez de aplicación y poca transmisión de datos.
- Permite la comunicación de datos y energía en el bus mediante el uso de dos tecnologías (norma IEC 1158-2).

##### B. PROFIBUS DP:

- Optimizado para alta velocidad.
- Conexiones sencillas y baratas.
- Diseñada especialmente para la comunicación entre los sistemas de control de automatismos y las entradas/salidas distribuidas.

##### C. PROFIBUS FMS:

- Solución general para tareas de comunicación a nivel de célula.
- Gran rango de aplicaciones y flexibilidad.
- Posibilidad de uso en tareas de comunicaciones complejas y extensas.

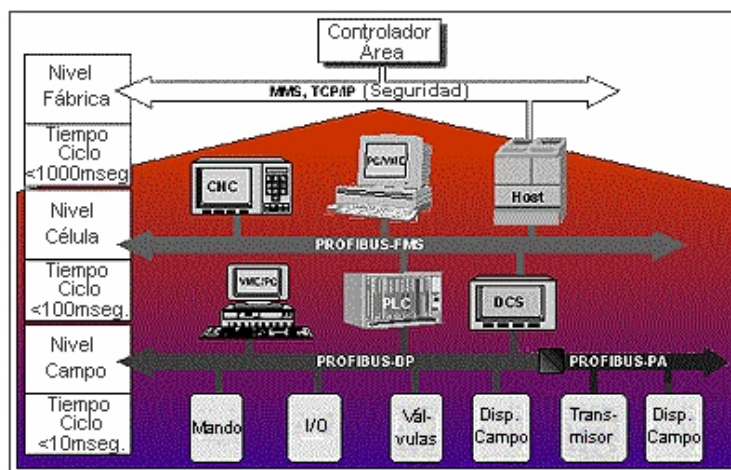


Figura 15: Aplicaciones y Versiones PROFIBUS

Puede decirse sin lugar a dudas que PROFIBUS ha conseguido definir toda una red de comunicación industrial, desde el nivel físico hasta el de aplicación, integrando al máximo las técnicas de comunicación previamente definidas y consolidadas y habiendo superado la en un primer momento poca disponibilidad de



información en inglés, lo que dificultaba su divulgación a nivel de fabricantes no germanos. En la actualidad la estructura es tal que los grupos de los 20 países más industrializados ofrecen un soporte en su idioma para el resto del mundo. Todos los grupos de usuarios se unen bajo la Organización **PROFIBUS International (PI)**, que con más de 750 miembros es la organización de buses de campo más grande del mundo.

De todas las opciones que ofrece la gama profibus, descartamos el profibus PA puesto que está orientada fundamentalmente a especificaciones de capas físicas que permitan ambientes con riesgo de explosión, lo cual no es necesario para nuestro caso. El profibus DP y el FMS serán pues los más adecuados. De entre ellos, cabe decir que es el profibus DP el que tendremos que analizar puesto que el FMS está orientado a su aplicación a nivel 2 o nodo de subestación, y es una especificación similar a nivel de Ethernet + TCP/IP por lo que es excesivo para nuestro caso.

Nos centraremos por tanto, a partir de ahora en el análisis de la viabilidad del profibus DP.

#### 4.6.2 Capa Física.

Se soportan dos tipos de capas físicas, RS-485 (lazo de corriente) o bien fibra óptica (FO). La velocidad de transmisión varía entre 9.6Kbits/s y 12Mbits/s, dependiendo del medio físico, como se indica en la siguiente tabla:

<b>MEDIO FÍSICO</b>	<b>VELOCIDAD ( Kbits/s )</b>				
	9,6-93,75	167,5	500	1500	2000
RS 485 0,22 (24 AWG)	1200 m	600 m	200 m	100 m	50 m
RS 485 0,52 (20 AWG)	2400m	1200 m	400 m	200 m	100 m
F.Opt.Cuarzo 62,5-125µm	1400 m	1400 m	1400 m	1400 m	1400 m
F.Opt.Plástico 0-40°C	5-25m	5-25m	5-25m	5-25m	5-25m
0-50°C	10-20m	10-20m	10-20m	10-20m	10-20m

Tabla 5: Distancias máximas sin repetidor, según medio físico

- **Elementos del bus.**

El elemento esencial del bus es el nodo. PROFIBUS para el cual se distinguen dos tipos de nodos:

- Activos: son nodos que pueden actuar como maestro del bus, tomando enteramente el control del bus.
- Pasivos: son nodos que únicamente pueden actuar como esclavos y, por tanto, no tienen capacidad para controlar el bus. Estos nodos pueden dialogar con los nodos activos mediante un simple mecanismo de

pregunta-respuesta, pero no pueden dialogar directamente entre sí.

Aparte de estos dos tipos de nodos, existen otros dos bloques esenciales en la arquitectura del bus:

- *Expansiones E/S*: este tipo de bloques constituyen la interfaz con las señales de proceso y pueden estar integrados tanto en un nodo activo como en un nodo pasivo.
- *Repetidores*: los repetidores ejecutan el papel de simples transceptores bidireccionales para regenerar la señal. Estos dispositivos no requieren señales de control (RTS+, RTS-) para conmutar el sentido de la línea de datos, ya que el sistema de codificación en PROFIBUS es del tipo NRZ (por niveles) y las velocidades son más bajas.

#### • *Topología.*

La topología puede ser simplemente en forma de bus lineal o en forma de árbol, en el que los repetidores constituyen el nudo de partida de una expansión del bus.

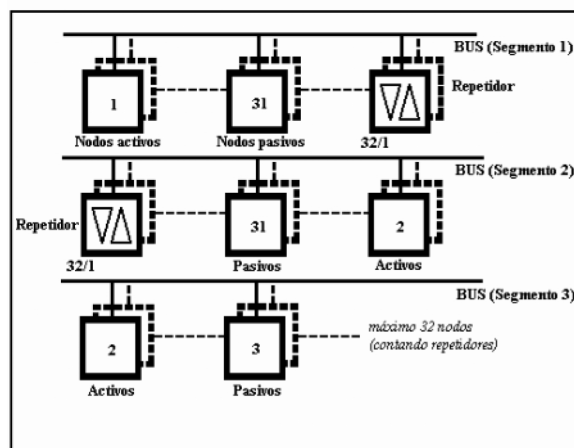


Figura 16: Estructura física incluyendo repetidores para expansión del bus

En este caso, la estructura en árbol es puramente una impresión de dibujo, ya que, como se verá, el PROFIBUS admite una estructura lógica de maestro flotante y una estación activa, ejerciendo el papel de maestro, que puede estar físicamente conectada a lo que se pudiera considerar una expansión del bus. Por tanto, incluso en caso de ramificaciones debe considerarse como un bus único.

Por lo tanto, es importante señalar que vale tanto para esquema de maestro/esclavo como para el multimáster.



La estructura lógica es de tipo híbrido: las estaciones activas comparten una estructura de maestro flotante, relevándose en el papel de maestro mediante paso de testigo. Las estaciones pasivas sólo pueden ejercer el papel de esclavos, sea cual sea el maestro activo en cada momento.

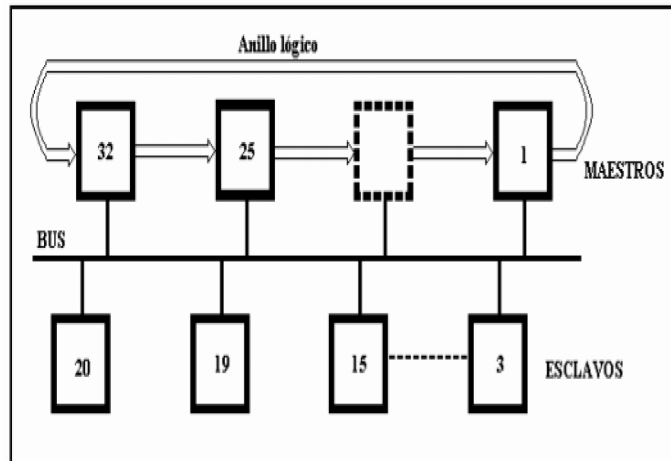


Figura 17: Estructura Lógica

Naturalmente esta estructura admite la posibilidad de que exista un solo nodo activo en el bus, con lo que se convertiría en un bus con una estructura del tipo maestro-esclavo.

Cabe señalar que cuando una estación activa posee el testigo, considera a todas las demás como esclavos, incluyendo también al resto de estaciones activas que no poseen el testigo en aquel momento.

Los dispositivos Maestro determinan la comunicación de datos en el bus. Un Maestro puede enviar mensajes sin una petición externa cuando mantiene el derecho de acceso al bus (llamado de forma común “testigo”).

Los dispositivos Esclavo son dispositivos periféricos. Algunos de ellos son las entradas y salidas, las válvulas y los transmisores de medida. No tienen derecho de acceso al bus y sólo pueden reconocer mensajes recibidos o enviar mensajes al Maestro cuando este se lo ordena (por lo que se les llama estaciones pasivas). Su implementación es especialmente económica ya que sólo requieren una pequeña parte del bus.



#### 4.6.3 Mensajes y Tramas.

PROFIBUS especifica las características técnicas y funcionales de un sistema de buses de campo serie con el cual controladores digitales descentralizados pueden trabajar juntos en red desde el nivel de campo hasta el nivel de célula. Esto lo hace distinguiendo entre elementos Maestro y elementos Esclavo.

A continuación se presenta una figura que trata de enseñar cómo la estructura del profibus encaja dentro de la estructura OSI.

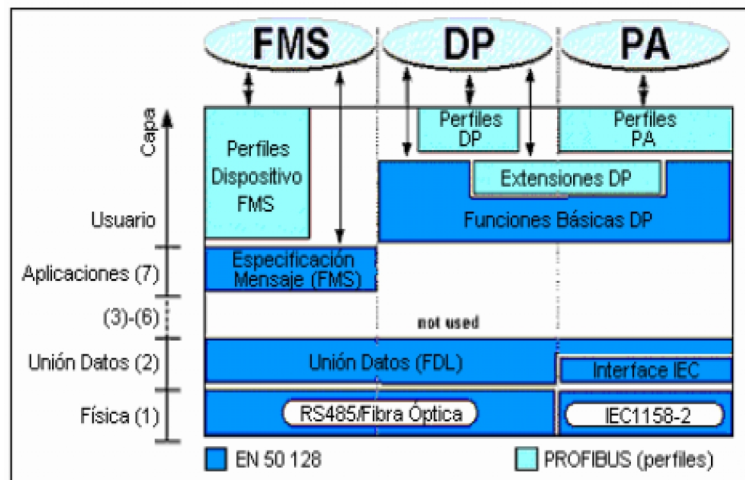


Figura 18: Arquitectura protocolar PROFIBUS





#### 4.6.4 PROFIBUS DP.

- Usa las capas 1 y 2 y el interface de usuario, mientras que no define de las capas 3 a 7.
- Asegura una transmisión de datos rápida y eficiente.
- El *DDL*M (*Direct Data Link Mapper*) proporciona al interface de usuario un fácil acceso a la capa 2.
- Las funciones de aplicación disponibles por el usuario así como el comportamiento del sistema se especifican en el interface de usuario.
- Se permite una comunicación RS-485 o por fibra óptica.

La trama admite 3 tipos de formato, tramas de longitud fija sin datos, tramas de longitud fija con datos y tramas de longitud variable.

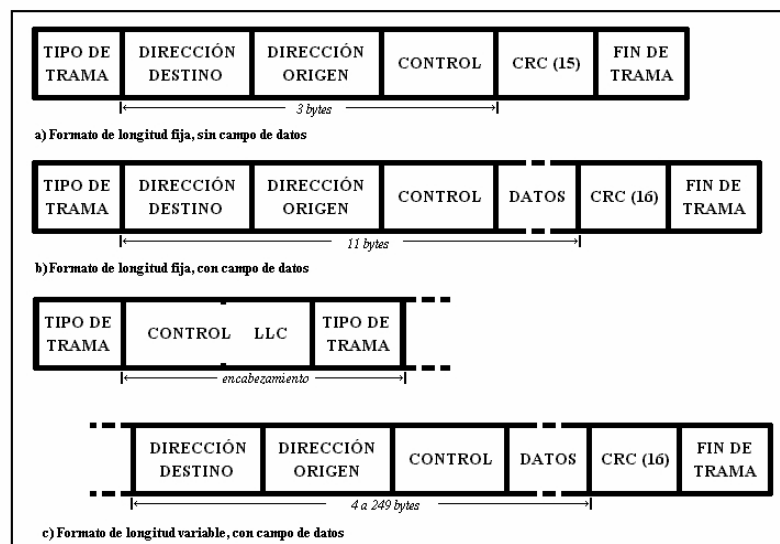


Figura 19: Distintos formatos de trama

La interpretación de dichas tramas es algo compleja debido a la variedad de tipos previstos para dar servicios a dispositivos con distinto nivel de complejidad, por lo que hay que centrarse en explicarlas dentro de los mensajes básicos (cíclicos y acíclicos) que ofrece el protocolo a nivel de enlace.

#### - *Mensajes cíclicos y acíclicos*

Estos dos tipos de mensajes son los que ofrece como básicos el protocolo estudiado. Las características que presentan son:

- **Mensajes cíclicos:** Estos mensajes permiten el intercambio de datos de baja prioridad y por tanto no críticos en cuanto tiempo de respuesta. Los servicios disponibles son los siguientes:



- **SDN (Send Data with No acknowledge)**: Mensajes de difusión (de Maestro a todos los esclavos).
- **SDA (Send Data with Acknowledge)**: Mensaje punto a punto cuya función es enviar datos o funciones de control del Maestro a uno de los esclavos.
- **RDR (Request Data with Reply)**: Mensajes punto a punto cuya función es la de solicitar datos a uno de los esclavos.
- **SRD (Send and Request Data)**: Mensajes punto a punto que permiten enviar datos y recibir datos de un esclavo.

La respuesta a uno de estos mensajes está condicionada por el tiempo total de ciclo del testigo entre todos los nodos activos.

- **Mensajes acíclicos**: Estos mensajes permiten acortar el tiempo de respuesta de los datos críticos. A cada turno de Maestro se puede enviar un mensaje de difusión conteniendo los valores críticos de todos los esclavos. La lista de estos valores es conocida por todas las estaciones maestras en una tabla. Los mensajes pueden ser de dos tipos:

- **CRDR (Cyclic Request Data with Reply)**.
- **CSRD (Cyclic Send and Request Data)**.

La petición de estos mensajes se realiza mediante un telegrama especial de difusión, que contiene de forma encadenada las peticiones a todos los esclavos en la siguiente figura se observa el formato de estos telegramas.

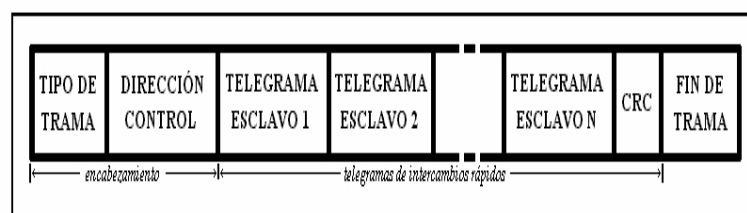


Figura 20: Trama de difusión para intercambios cíclicos

Las respuestas se producen de forma escalonada mediante una instrucción de lectura rápida en cada uno de los esclavos, pero sin tener que esperar el tiempo de procesamiento de la orden, puesto que la petición se hizo ya anteriormente mediante el mensaje de difusión.

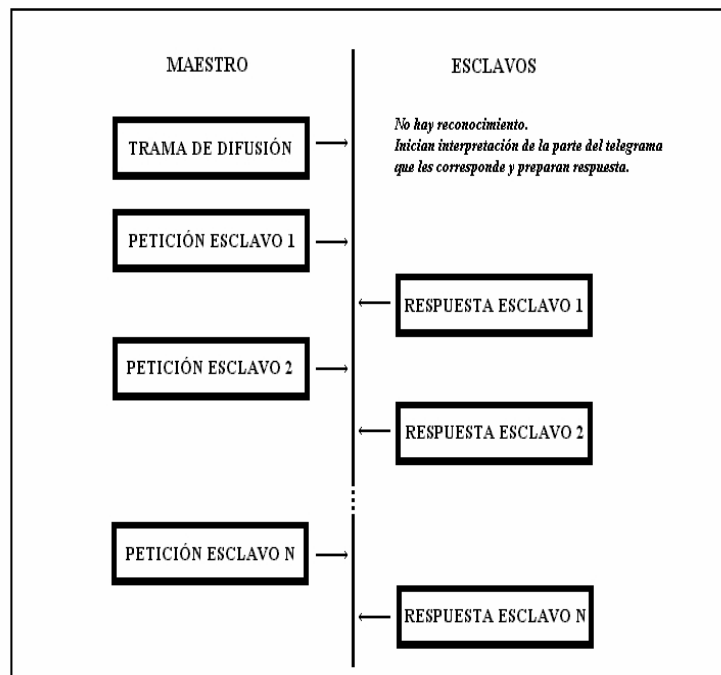


Figura 21: Secuencia de telegramas en un intercambio cíclico



#### **4.6.5 Conclusiones respecto del PROFIBUS DP.**

Una vez analizadas las características básicas del PROFIBUS DP hay centrarse en analizar su aplicación en subestaciones eléctricas y tener en cuenta lo siguiente:

1. Variante: De todas las variantes vistas, la más apropiada sería la versión PROFIBUS DP, dado que es la más apropiada para una adquisición remota de las E/S.
2. Maestro- Esclavo o Multimáster: Respecto de esta característica el DP ofrece tanto la opción de Maestro/Esclavo, como la de multimáster, con lo cual es posible el que las entradas y salidas que se recogen en una posición eléctrica puedan ser entregadas tanto a un equipo de control como a equipos de protección en paralelo con el de control. Desde este punto de vista es totalmente válido.
3. Estampación de Tiempo. En lo estudiado, se deduce que las tramas de datos se refieren a una recuperación de un mapeo de un conjunto de señales de forma que sea la unidad superior la que ponga el tiempo, y hay suficiente velocidad como para hacerlo, por lo que en principio no debería ser un problema



#### 4.6.6 Fabricantes y equipos

Los fabricantes y equipos que se muestran en la siguiente tabla

Fabricante	Equipo	Sistema de Captación			Sistemas de Actuación			Arquitectura de Comunicaciones		
		Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Puertos	Velocidad	Protocolo
Phoenix Contacts	Inline Block IO PB	Hasta 32 (24Vdc 5mA)	6 Tensión Vdc (0-10; -10-10; 0-5; -5-5) o Corriente mA (0-20; 4-20; -20-20)		Hasta 32 (24Vdc 500mA)	2 Tensión (0-10; -10-10; 0-5; -5-5)		Profibus D-Sub 9	9,6 - 12 Mbps	Profibus DP
Phoenix Contacts	FLS PB M12	Hasta 16 (24Vdc)			Hasta 8 (24Vdc 500mA)			2 Conectores enchufables M12	9,6 Kbps - 12 Mbps	Profibus DP
Omron	SmartSlice IO	Hasta 8 (24Vdc, 4 mA), 4 Vac (110 ó 230)	2 Tensión Vdc (0-10; -10-10; 0-5; 1-5) ó 2 Corriente mA (0-20; 4-20)	2 PT 100, 2 RTD	Hasta 8 (24Vdc 500mA), 2 Relays (230 Vac, 2A, n.o.)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	Devicenet, Componet, Profibus DP, Profinet
ABB	S500 I/O	Hasta 32 (24Vdc, 5mA) y 8 (230/120 Vac)	Hasta 16 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)	Hasta 4 RTD	Hasta 24(24Vdc 500mA) y 8 Relay (230 Vac, 3A)	Hasta 16 Tensión Vdc (0-10; -10-10) u 8 Corriente mA (0-20; 4-20)		Depende del protocolo	Depende del protocolo	Profibus/DP, Devicenet, Ethernet TCP/IP, Modbus TCP, UDP/IP, CANopen
ABB	S800 I/O	Hasta 16 (24 Vdc), 8 (48 Vdc), 8 (120/230 Vac), 8 (110/220 Vdc)	Hasta 8 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)	Hasta 8 RTD y TC	Hasta 16 (24Vdc 500mA), 8 (24Vdc 2A), 8 Relay (250 Vac/dc, 3A)	Hasta 4 Tensión Vdc (0-10; -10-10), 8 Corriente mA (0-20; 4-20)		F.O., Coaxial o Par Trenzado	Depende del protocolo	Fieldbus 100, Profibus DP
ABB	S900 I/O	Hasta 8 (8 Vdc, 4mA)	Hasta 4 Corriente mA (0-20; 4-20)	Hasta 4 RTD y TC	Hasta 8 (8 Vdc, 4mA), 4 solenoid driver (24Vdc, 8 mA),	Hasta 4 Corriente mA (0-20; 4-20)		1 Profibus D-Sub 9, F.O. (con adaptador)	9,6 - 1,5 Mbps	CANopen (internal), Profibus DP (External)



## Nueva Configuración para Adquisición Remota de Información en los Sistemas de Control y Protección Digitales en Subestaciones de Alta y muy Alta Tensión

Fabricante	Equipo	Sistema de Captación			Sistemas de Actuación			Arquitectura de Comunicaciones		
		Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Puertos	Velocidad	Protocolo
					6 Relay (60Vac/30Vdc, 1 A)					
Schneider Electric	Advantys FTB	Hasta 16 (24Vdc, 200mA)			Hasta 16 (24Vdc 1,6A)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	CANopen, Devicenet, Profibus, Interbus
Schneider Electric	Advantys STB	Hasta 16 (24Vdc), 2 (230/115 Vac)	Hasta 8 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)	2 RTD	Hasta 16 (24Vdc 500mA), 2 (24Vdc 2 A), 2 SSR (230/115Vac 2A), 2 Realey (230/115Vac, 24Vdc, 2A)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	Ethernet TCP/IP, CANopen, Fipio, Interbus, Profibus DP, Modbus Plus, Devicenet
Schneider Electric	Advantys FTM	Hasta 16 (24Vdc, 200mA)	Hasta 4 Tensión Vdc (0-10; -10-10) ó Corriente mA (0-20; 4-20)		Hasta 16 (24Vdc 500mA)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	CANopen, Devicenet, Profibus
Allen-Bradley	1734 POINT I/O	Hasta 8 (24Vdc), 4 (230/120 Vac)	Hasta 2 Tensión Vdc (0-10V) o Corriente mA (0-20; 4-20)	Hasta 2 RTD, TC	Hasta 8 (24Vdc), 4 Relay (230/120 Vac)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	DeviceNet, ControlNet, Ethernet IP, Profibus DP
Allen-Bradley	1790 CompactBlock LDX I/O	Hasta 32 (24Vdc), 8 (120Vac)	Hasta 4 Tensión Vdc (0-10V) o Corriente mA (0-20; 4-20)	Hasta 4 RTD, TC	Hasta 32 (24Vdc), 8 (120Vac), 8 Relays			Depende del protocolo	Depende del protocolo	DeviceNet, Profibus DP
Allen-Bradley	1791D/P/R CompactBlock I/O	Hasta 16 (24Vdc)	4 Tensión Vdc (0-10V) o Corriente mA (0-20; 4-20)		Hasta 16 (24Vdc)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	DeviceNet, Profibus DP, Remote I/O
Allen-Bradley	1794 FLEX I/O	Hasta 32 (24Vdc), 16 (5Vdc), 16 (48Vdc), 16	Hasta 12 entradas tension/corriente	Hasta 8RTD, TC	Hasta 32(24Vdc), 10 (24Vdc, 2A), 16 (5Vdc), 16 (48Vdc), 16 (125Vdc), 16			Depende del protocolo	Depende del protocolo	Ethernet/IP, DeviceNet, Profibus DP, Remote I/O, Interbus



Fabricante	Equipo	Sistema de Captación			Sistemas de Actuación			Arquitectura de Comunicaciones		
		Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Entradas Digitales	Entradas Analógicas	Otras	Puertos	Velocidad	Protocolo
		(125Vdc), 16 (120Vac), 16 (220 Vac)			(120Vac), 16 (220 Vac)					
Siemens	Simatic 200S ET	Hasta 8 (24Vdc a 230 Vac)	Hasta 4 Tension/corriente	Hasta 4 RTD	Hasta 8 (24Vdc a 230 Vac; 500mA a 5A), 8 SSR (24Vdc, 500mA), 2 Relay (24Vdc, 24..230Vac; 5A)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	Profibus, Profinet
Siemens	Simatic 200M ET	Hasta 64 (24Vdc)	Hasta 8 tensión/corriente	Hasta 4 RTD y 8 TC	Hasta 64 (24 Vdc)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	Profibus, Profinet
Siemens	Simatic 200L ET	Hasta 32 (24Vdc)			Hasta 32 (24Vdc, 500mA)			D-Sub	Hasta 1,5 Mbps	Profibus DP
Siemens	Simatic 200iSP ET	8 (24Vdc)	4 Corriente mA (0-20; 4-20)	4 RTD y 4 TC	4 (24Vdc, 20mA) 2 Relays 60Vdc 2A			D-Sub	Hasta 1,5 Mbps	Profibus DP
Siemens	Simatic 200pro ET	Hasta 8 (24Vdc)	4 Tensión o Corriente		Hasta 8 (24Vdc, 500 mA) 4 (24Vdc, 2A)			Depende del protocolo	Depende del protocolo	Profibus, Profinet
Siemens	Simatic 200eco ET	Hasta 16 (24Vdc)			Hasta 16 (24Vdc, 500mA), 8 (24Vdc, 1.3; 2A)			2 M12, o 2 D-Sub	Hasta 12 Mbps	Profibus
Siemens	Simatic 200R ET	8 (24Vdc)			8 (24Vdc, 500 mA)			2 M23	Hasta 12 Mbps	Profibus



## 4.7 IEC 61850

### 4.7.1 Descripción general

Dentro de los sistemas de control digital modernos, uno de los aspectos más importantes que los clientes han estado reclamando en los últimos años era la interoperabilidad de los sistemas.

Esto significa la capacidad de dos o más equipos electrónicos inteligentes (IEDs, “intelligent electronic devices”), de distintos fabricantes para intercambiar información entre ellos, y conseguir de este modo un funcionamiento y cooperación correcta. Ello es debido a la fuerte dependencia de un fabricante una vez que se ha instalado un sistema propietario en una subestación, es decir, que para futuras ampliaciones, sólo sea posible utilizar equipos del mismo fabricante.

Adicionalmente, sobretodo dentro del mundo de las protecciones eléctricas en las subestaciones de alta y muy alta tensión, se persigue el poder seleccionar el modelo de protección que se considere más adecuado para cada función de protección, y de este modo conseguir un sistema de mejor calidad, pero que permita la interoperación.

Hasta la aparición de la norma IEC 61850 la transferencia de datos era generalmente unidireccional con los datos que fluyen desde un remitente simple a un receptor altamente sofisticado. Uno de los ejemplos es el protocolo de comunicaciones definido por la norma 60870-5-103, el cual permite el intercambio de datos de protección, además de los datos de control, pero sin llegar a aportar toda la normalización y funcionalidad deseada.

La interoperabilidad prevista en el nuevo estándar IEC 61850 es mucho más que una simple transferencia de datos, también prevé el intercambio de información entre dos o más dispositivos similares (peer-to-peer) en comunicación horizontal.

Interoperabilidad no significa intercambiabilidad, pero si se trata de un requisito previo para conseguirla y se permite adicionalmente el que cada fabricante pueda disponer de libertad para ofertar mejores productos y de mayor funcionalidad en un mercado de competencia.

El requisito principal para una fácil y correcta integración y mantenimiento de sistemas compuesto por dispositivos de distintos fabricantes, necesita una descripción amplia y formal de dicho dispositivos al igual que del sistema completo, por lo menos desde el punto de vista de las comunicaciones. Esto incluye el diagrama unifilar de la subestación y las funciones asignadas al sistema.

Todo esto se proporciona con ayuda del lenguaje de descripción denominado (SCL, XML-based Substation Configuration description Language), el cual forma parte del estándar IEC 61850. Por lo tanto no solamente se intercambia información entre IEDs de distintos suministradores de forma estandarizada, sino que también se intercambia la información relativa a la ingeniería entre las herramientas de los distintos fabricantes e integradores de sistema.

La información según SCL se puede almacenar junto a la documentación del sistema y volver a utilizar la en cualquier caso de mantenimiento al igual que en caso de cambio de responsabilidad en el sistema de mantenimiento, siempre y cuando se cumpla el estándar IEC 61850.

Dentro de la norma completa IEC 61850, se cubren las comunicaciones entre los niveles 1 y 2 de bus de estación, y las comunicaciones entre los niveles 0 y 1 de





equipos principales a IEDs de posición. Se describirán dentro de este punto las posibilidades existentes

En resumen las características más relevantes del estándar IEC 61850 son:

- Interoperabilidad. El estándar proporciona la interoperabilidad que puede ser garantizado solamente mientras los IEDs tengan conexiones de red simples y los interruptores de Ethernet no estén integrado en los IEDs.
- Libre configuración. El estándar soporta distintas filosofías y permite la libre asignación de funciones.
- Estabilidad a largo plazo. El estándar funciona sobre una red LAN (Local Area Network) de conexión óptica o eléctrica (o mixta), es decir hoy en día Ethernet con velocidad de transmisión de datos de 100 MBit/s, aunque en el apartado 8 de la norma se prevé futuros mapeados que se desarrollan en el mercado.
- Comunicación vertical (cliente-servidor). El estándar proporciona la comunicación cliente-servidor, especialmente entre las bahías de las unidades IEDs y el nivel de estación.
- Comunicación horizontal (Bahía-Bahía). El estándar proporciona la comunicación entre distintas bahías, con mensajes de gran cantidad de datos tipo client-server y con mensajes sencillos y muy rápidos con mensajes GOOSE.
- Protocolos para diferentes niveles. El estándar proporciona comunicaciones entre los niveles 0 y 1 y entre los niveles 1 y 2.
- Cubre las funciones de control, medida y protección.



#### 4.7.2 Desarrollo del estándar

Desde 1995 aproximadamente 60 expertos procedentes de 14 países han estado trabajando en varios grupos de trabajo dentro de la organización de estandarización IEC, dentro del comité técnico TC57. Inicialmente se trató de una iniciativa europea, mientras que en Norte América se estaba trabajando bajo un proyecto EPRI auspiciado por IEEE en una nueva estructura de comunicaciones que se denominó UCA 2.0 (Utility Communication Architecture). Desde aproximadamente 1997, ambas organizaciones se integraron para trabajar conjuntamente en una norma internacional común.

A comienzos de 1990 la EPRI y la IEEE comienzan a trabajar, dentro del proyecto UCA( Utility Communications Architecture) en la definición de una arquitectura de comunicaciones para el bus de comunicaciones de las subestaciones.

Se establecieron tres grupos de trabajo WG para centrarse en los diferentes aspectos del sistema de comunicaciones:

- Grupo de trabajo 10 (WG10), encargado de definir los requisitos generales y definir las arquitecturas.
- Grupo de trabajo 11 (WG11), encargados en estudiar la comunicación entre los niveles de estación y unidades, es decir desarrollar el conocido Bus de Estación.
- Grupo de trabajo 12 (WG12), encargados del desarrollo de la comunicación entre los niveles de proceso y unidades, Bus de Proceso.

Finalmente entre los años 2003 y 2004 se publicaron las primeras ediciones de todas las partes que componen el estándar IEC 61850. Después de la publicación del estándar los grupos WG11 y WG12 se han integrado en el WG10, por lo tanto este último grupo tiene toda la responsabilidad del IEC 61850.



#### 4.7.3 Estructura de la norma IEC 61850

El estándar internacional IEC 61850 lleva como título: “Communications networks and systems in substation” “Redes de comunicación y sistemas en las subestaciones” [6]

Está formada por un conjunto de documentos que se estructuran de la siguiente forma:

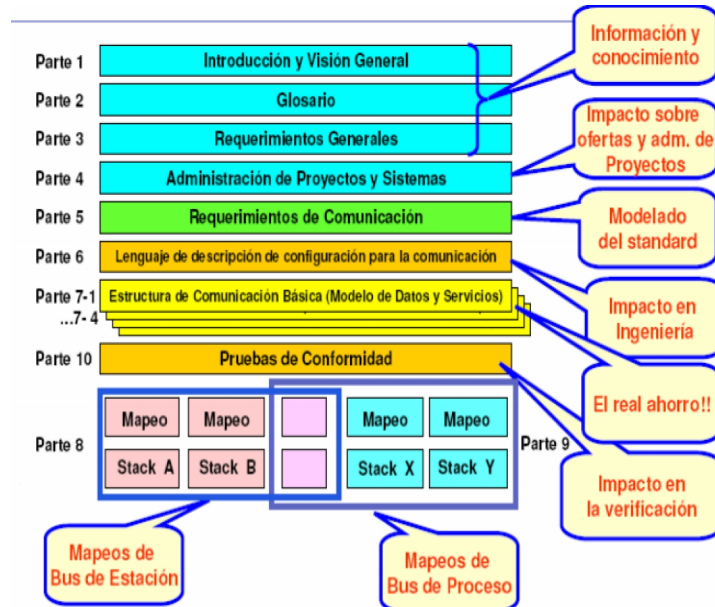


Figura 22: Estructura de la norma IEC61850

Dentro del estándar, las bases del sistema de comunicación se establecen en las partes 5 y 7-1. En estos documentos se da una inscripción funcional del sistema mediante la presentación de los elementos fundamentales.

En la parte 7-2 se proporciona una definición más detallada del sistema de comunicaciones con el denominado ACSI (Abstract Communication Service Interface). Esta descripción es a un nivel abstracto, mediante la definición exhaustiva de los objetos que componen el sistema de comunicaciones.

Posteriormente, en las partes 8 y 9 se explica cómo aplicar estos conceptos abstractos para cada protocolo concreto mediante los denominados SCSM (Specific Communication Service Mapping). Las partes 7-3 y 7-4 continúan con la definición de objetos. En concreto en la parte 7-4 se han desarrollado unos cien modelos, mediante el empleo de más de dos mil atributos. La parte 7-3 define los atributos más comunes que aparecen en multitud de objetos. La parte 6 cumple también una labor complementaria muy importante mediante la definición de un lenguaje de configuración. Este nuevo lenguaje, basado en XML, permite extender las definiciones de objetos que proporciona la norma, evitando así los inconvenientes de un modelo rígido. La correspondencia entre el interfaz abstracto de comunicaciones y los protocolos concretos de comunicaciones se establece en las partes 8 y 9. En concreto en la parte 8 se dan los detalles para el bus de la subestación. Las partes 9-1 y 9-2 proporcionan una nueva correspondencia, esta vez para el bus de proceso. La captura de medidas en tiempo real, que hasta ahora venía haciéndose de forma analógica, se propone pasar a realizarla de forma digital, empleando como tecnología



base Ethernet, y fundamentalmente con fibra óptica. En concreto la parte 9-1 propone organizar la comunicación mediante enlaces unidireccionales, mientras que en la parte 9-2 se plantea la clásica arquitectura en bus.

Las diferentes partes de la norma son las siguientes:

### **Parte 1: Introducción y Resumen.**

Se trata de un informe técnico, el cual es aplicable a los sistemas de automatización de subestaciones (SAS). En él se define la comunicación entre los equipos IEDs, en la subestación, y los requisitos del sistema.

### **Parte 2: Terminología.**

En ella se describe los términos y abreviaciones utilizados en el contexto de los sistemas de automatización de subestaciones, y que aparecerán en las distintas partes del estándar.

### **Parte 3: Requisitos Generales.**

Las especificaciones de esta parte recogen los requisitos generales de la red de comunicación, centrándose en los requisitos de calidad (Fiabilidad, mantenimiento, disponibilidad, portabilidad y seguridad), condiciones ambientales y servicios auxiliares, así como de recomendaciones sobre la importancia de exigencias específicas de otras normas y datos específicos. Estos requisitos generales son los que se han identificado inicialmente dentro de las subestaciones eléctricas, para posteriormente construir las normas de comunicaciones que los soportan.

### **Parte 4: Gestión de Sistemas y Proyectos.**

Esta parte del estándar se aplica a los sistemas de automatización de subestaciones como un conjunto. Define la comunicación entre las unidades IEDs de las subestaciones y los requisitos relacionados con el sistema.

Las especificaciones de esta parte pertenecen a la gestión del sistema y del proyecto con respecto a:

- El proceso de ingeniería (Clasificación de parámetros, herramientas, documentación).
- El ciclo de vida de todo el sistema y sus IEDs (Versiones del producto, discontinuación, soporte tras la discontinuación).
- La garantía de calidad que comienza con la etapa de desarrollo y termina con la interrupción y desmantelamiento del SAS y su IEDS (Responsabilidades, equipo de pruebas,



pruebas tipo, pruebas de sistema, aceptación en fábrica, aceptación en campo).

En este apartado también se describen los requisitos del proceso y de la gestión del proyecto, así como las herramientas de apoyo para la ingeniería y pruebas.

### **Parte 5: Requisitos de las Comunicaciones.**

Esta parte del estándar define los requisitos de comunicación para los modelos de las funciones y equipos de las subestaciones. Dependiendo de las filosofías de los fabricantes y clientes, así como de los cambios en las tecnologías, la asignación de funciones a los equipos y a los niveles de control normalmente no es fija. El estándar IEC 61850 permite la asignación libre de funciones.

Las especificaciones de esta parte se refieren a los requisitos de comunicación de las funciones, que se realizan en el sistema de automatización de la subestación y en los modelos de los distintos dispositivos. Todas las funciones y sus requisitos de comunicación están identificadas.

La descripción de las funciones no se realiza con fines de estandarizar las mismas, sino para identificar los requisitos de comunicación entre los servicios técnicos y la subestación, y los requisitos de comunicación entre las unidades IEDs dentro de las subestaciones. El objetivo principal es la interoperabilidad en todas las interacciones.

La estandarización de funciones y su implementación está completamente fuera del alcance de esta norma. Por lo tanto, no se puede asumir una única filosofía de asignación de funciones a los dispositivos. Para soportar los requisitos asociados a una libre asignación de funciones, se define una interrupción apropiada de funciones en distintas partes relevantes para la comunicación. El intercambio de datos y sus requisitos de funcionamiento también se describen en esta parte. Estas definiciones se complementan mediante cálculos de flujos de datos informativos para las configuraciones típicas de las subestaciones.

### **Parte 6: Lenguaje de Configuración de Subestación (SCL)**

Esta parte del IEC 61850 especifica el formato de archivo para: describir la comunicación relacionada con las configuraciones de los dispositivos IED y sus parámetros, la configuración del sistema de comunicaciones, la estructura (funciones) de la aparamenta así como las relaciones entre ellas. El objetivo principal de este apartado es el intercambio de las descripciones de los IED, y el intercambio de las descripciones del sistema de automatización de la subestación, entre las herramientas de ingeniería de distintos fabricantes de una forma compatible.



El lenguaje que se define en este apartado se llama de Substation Configuration description Language (SCL). Se utiliza para describir la configuración de los IEDs y el sistema de comunicación de acuerdo con IEC 61850-5 y IEC 61850-7-x. Esto supone una descripción formal de la relación existente entre el sistema de automatización y la subestación (aparamenta). A nivel de aplicación, se describe la topología de la aparamenta y la relación entre la estructura de la subestación con las funciones SAS (nodos lógicos) configuradas en los IEDs. Este lenguaje de configuración se basa en los lenguajes XML versión 1.0. En el estándar no se especifica las puestas en marcha de los productos que usan este lenguaje y tampoco obliga a la implantación de los interfaces dentro del sistema informático. Esta parte del estándar no se hace cargo de los formatos de descarga de datos de configuración a una unidad IED, sin embargo se puede utilizar como parte de los datos de configuración.

## **Parte 7**

### **Parte 7.1: Modelos y principios.**

La parte 7.1 del estándar introduce los métodos de modelado, los principios de comunicación, y los modelos de la información que se utilizarán en las partes IEC 61850-7-x. El principal objetivo es proporcionar, desde un punto de vista conceptual, la ayuda para entender los conceptos de modelado básicos y métodos de descripción para:

- Los modelos de Información específicos, para los sistemas de automatización de subestaciones.
- Las funciones de los dispositivos usadas, para los objetivos de automatización de subestaciones.
- Los sistemas de comunicación, para proporcionar interoperabilidad dentro de las subestaciones.

Además la parte IEC 61850-7-1 proporciona, de forma detallada, las explicaciones y requisitos necesarios, con relación a las partes IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-3, IEC 61850-7-2 e IEC 61850-5. También intenta explicar cómo los servicios abstractos y los modelos de IEC 61850-7-x se mapean en protocolos de comunicación concretos, como se define en la parte IEC 61850-8-1.

### **Parte 7.2: Servicios de comunicación abstractos (ASCI)**

Durante el proceso de creación de la norma, se pensó que un primer nivel de abstracción sería muy importante de cara a establecer las bases para que en el futuro se pudieran “mapear” diferentes tipos de protocolos concretos.

Este documento forma parte de un conjunto de especificaciones que detalla una arquitectura abstracta de comunicación de las subestaciones.



En este apartado los principales conceptos que aparecen en la norma IEC 61850 son:

- Descripción del interfaz ACSI, Abstract Communication Service Interface.
- Especificación de los servicios de comunicación abstractos.
- Modelo de la estructura de base de datos del equipo.

La parte IEC 81850-7-2 se aplica a la comunicación ACSI tanto en los alimentadores como en las subestaciones. El modelo ACSI proporciona los siguientes interfaces abstractos:

- a) El interfaz abstracto, que se encarga de la descripción de las comunicaciones entre un cliente y un servidor remoto para:
  - Acceso de datos en tiempo real y su recuperación.
  - El control de los dispositivos.
  - Dispositivos auto-descriptivos.
  - La transferencia de archivos.
- b) Interfaz abstracto para la distribución de eventos por todo el sistema entre la aplicación en un dispositivo y varias aplicaciones remotas dentro de distintos dispositivos. Este interfaz abstracto se usa para la transmisión de valores medidos.

### **Parte 7.3: Clases de datos comunes**

En esta parte se especifica los tipos de atributos y clases de datos comunes relacionadas con las aplicaciones dentro de las subestación. En particular especifica:

- Clases de datos comunes para la información de estado.
- Clases de datos comunes para la información de medidas.
- Clases de datos comunes para la información de estado controlable.
- Clases de datos comunes para los ajustes de estados.
- Clases de datos comunes para ajustes analógicos.
- Tipos de atributo utilizados en estas clases de datos comunes.

### **Parte 7.4: Clases compatibles de nodos lógicos y datos.**

Esta parte especifica el modelado de equipos y funciones, relacionados con las aplicaciones existentes dentro de las subestaciones. En particular, especifica los nombres de los nodos lógicos y los nombres de los datos, para la comunicación entre IEDs. Esto incluye la relación entre Nodos Lógicos y Datos.

Los nombres de los nodos lógicos y de los datos, definidos en este documento son parte del modelo introducido en el apartado IEC 61850-7-1 y definidos en el IEC 61850-7-2. Estos nombres se utilizan para construir la jerarquía de los objetos aplicables a las





comunicaciones entre los equipos IEDs en la subestación y los equipos de alimentación.

Para evitar extensiones privadas e incompatibles, en este apartado la norma específica reglas sobre el nombramiento de los nodos lógicos y clases de datos, para los casos múltiples y las extensiones privadas.

### **Parte 8: Aplicación para el bus de estación**

Este documento es parte de un conjunto de especificaciones que detallan la arquitectura de comunicaciones en el entorno de las subestaciones.

El mapeado, que propone esta norma, permite el intercambio de información, sobre redes de área local ISO/IEC 8802-3, por lo tanto las comunicaciones no quedan restringidas a redes LAN.

Lo que se trate en este apartado es especificar un método para intercambiar datos de tiempo crítico y de tiempo no crítico, a través de redes de área local, mapeando ACSI a MMS y a los marcos ISO/IEC 8802-3.

Los servicios y el protocolo MMS se especifican para operar sobre los perfiles de comunicación ISO y TCP. El empleo de este protocolo MMS permite tener provisiones para soportar tanto arquitecturas centralizadas como distribuidas. Este estándar incluye el intercambio de: datos en tiempo real, operaciones de control, y la notificación de informes.

Esta parte también especifica el mapeado de los objetos y los servicios ACSI (Abstract Communication Service Interface, IEC 61850-7-2) a **MMS (Manufacturing Message Specification, ISO 9506)** y a los formatos ISO/IEC 8802-3. Este protocolo MMS es el primer mapeado concreto que se definió dentro de la norma.

La semántica de protocolo se define en la parte IEC 61850-7-2. Mientras que la parte 8 del estándar contiene la sintaxis del protocolo, la definición, mapeado a los formatos ISO/IEC 8802-3, y cualquier procedimiento relevante para el empleo de la norma ISO/IEC 8802-3.

Este mapeado de ACSI a MMS incluye la definición de como los conceptos, objetos, y los servicios del ACSI deben ser implementados, utilizando conceptos, objetos, y servicios propios de MMS. Este mapeado permite la interoperabilidad a través de funciones implementadas por diferentes fabricantes.

También se incluye en el apartado IEC 61850-8 la definición de un método estandarizado, para usar los servicios de la norma ISO 9506, es decir para implantar intercambio de datos. Para los servicios ACSI, definidos en IEC 61850- 7-2, y que no estén mapeados en MMS, esta parte define protocolos adicionales.

### **Parte 9: Aplicación para el bus de proceso.**

Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto El apartado IEC 61850-9-1 especifica el mapeado de servicios, para la comunicación entre los niveles de bahía y proceso, al mismo



tiempo que especifica el mapeado en un puerto serie unidireccional punto a punto de acuerdo con la norma IEC 60044-8. Concretamente esta parte de la norma define el mapeado para la transmisión de valores muestreados, de acuerdo con la definición dada en IEC 61850-7-2. Todo esto se aplica a las comunicaciones entre las unidades de medida fiscal de los transformadores de tensión (EVT) o intensidad (ECT), y los equipos de bahía como son los relés de protección. En la siguiente figura se muestra un esquema de este interfaz.

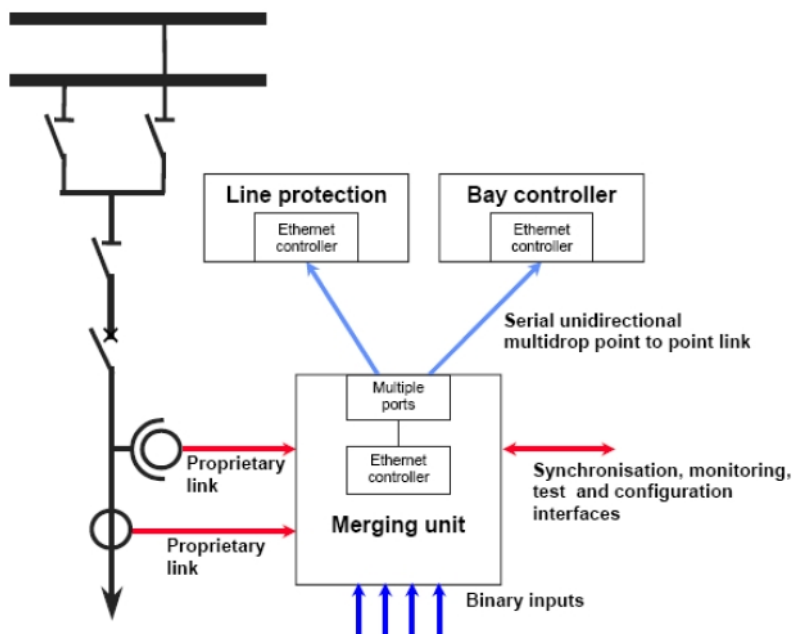


Figura 23: Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto

### Parte 9.2: Valores muestreados sobre ISO 8802-3.

En este apartado se recoge la definición del concepto SCSM, the Specific Communication Service Mapping, para la transmisión de valores muestreados según la especificación IEC 61850-7-2. La intención de este documento es complementar la norma IEC 61850-9-1, para incluir un mapeado completo de los valores de transmisión. Esta parte de la norma se aplica a:

- Transformadores de corriente y tensión (ECT, EVT).
- Unidades de medida fiscal.
- IEDs, como por ejemplo unidades de protección.

Las estructuras del bus de proceso se pueden organizar de diversas formas, como se describe en el apartado IEC 61850-1. Adicionalmente, para la transmisión de valores muestreados, los cuales están directamente conectados con ISO/IEC 8802-3, es



necesario una selección de servicios IEC 61850-8-1, para soportar el acceso a los bloques de control. Para los equipos menos complejos (como por ejemplo, las unidades de medida fiscal) el bloque de control puede ser pre-configurado, en este caso no es necesario implementar los servicios de IEC 61850-8-1 basados en MMS-Stack.

Este documento define el mapeado de las clases de valores muestreados a ISO/IEC 8802-3. SCMS, junto a IEC 61850-7 y IEC 61850-6, permiten la interoperabilidad entre los equipos de distintos fabricantes.

Este estándar no especifica puestas en práctica, ni tampoco obliga a la implantación de las entidades e interfaces dentro del ordenador del sistema. Este estándar especifica la funcionalidad externamente visible, de puestas en práctica junto con los requisitos de la conformidad para tales funcionalidades. Cada SCSM consiste en tres partes:

- La especificación de la comunicación utilizada.
- El mapeado de las especificaciones IEC 61850-7 sobre los elementos reales, que se están utilizando.
- La implantación de las especificaciones de funcionalidad, que no estén cubiertas por el stack usado.

#### **Parte 10: Pruebas de conformidad.**

En este documento se definen los métodos para las pruebas de conformidad de los dispositivos utilizados en los sistemas de automatización de subestaciones y los datos que deben ser medidos dentro de los equipos, de acuerdo con los requisitos definidos en IEC 61850-5.

Con este apartado se pretende especificar las técnicas estandarizadas, para las pruebas de conformidad de la implantación, así como técnicas específicas de medidas, para aplicar cuando se declaren parámetros de funcionamiento. El uso de estas técnicas mejorará: la capacidad del integrador de sistema para integrar IEDs fácilmente, las operaciones correctas de los equipos IED, y el soporte de las aplicaciones requeridas.



#### 4.7.4 Modelo de datos y servicios

La parte realmente innovadora de la norma IEC 61850 reside en que se realiza un modelado completo de los elementos de una subestación, utilizando las modernas técnicas de programación orientada a objetos, de forma que toda la información disponible en estos modelos (se denominan NODOS LOGICOS) se puede obtener a través de la lectura de los atributos (contienen los datos) disponibles en los nodos lógicos.

Adicionalmente los NODOS LOGICOS se ordenan en “LOGICAL DEVICES” de forma que la comunicación ya no es en principio entre equipos físicos sino en equipos virtuales, que pueden a su vez residir dentro de los mismos o distintos equipos físicos.

La comunicación de datos se realiza entre estos NODOS LOGICOS en lugar de entre equipos.

En la parte 7 de la norma se lleva a cabo el modelado de los elementos que se puede encontrar en una subestación, con el objetivo de conseguir el requisito fundamental de perdurabilidad en el tiempo. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de cómo se asigna a, los distintos elementos de una subestación, el modelo que propone el estándar:

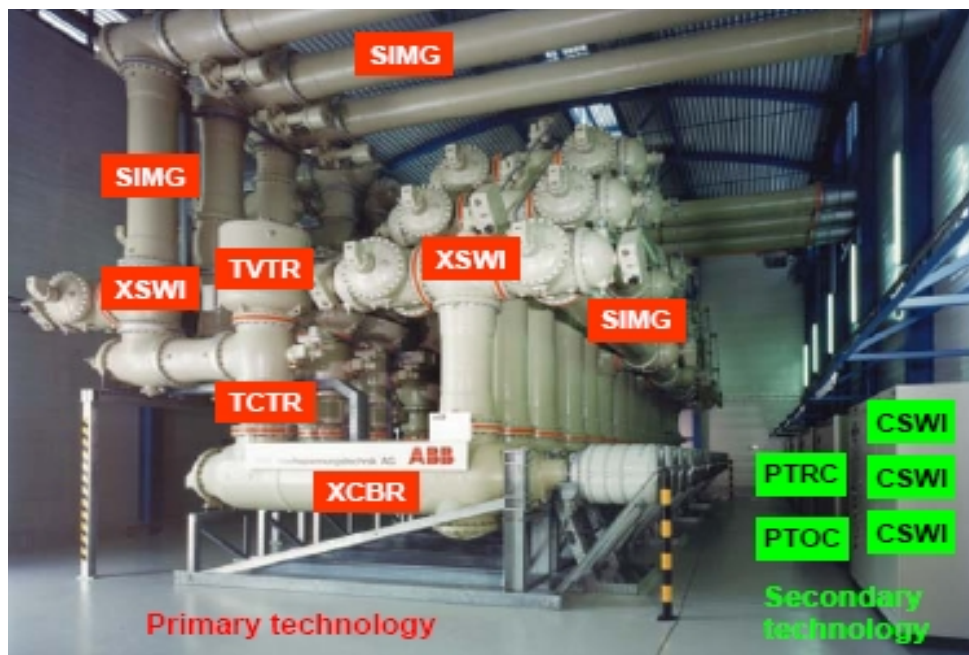


Figura 24: Modelo de datos en una subestación

El modelado utiliza los nodos lógicos como bloque principal para componer la información de los sistemas de automatización de subestaciones. Los nodos lógicos y clases de datos que se introducen en IEC 61850-5, posteriormente se definen de forma más precisa en IEC 61850-7-4. Tanto los nodos lógicos como sus datos se definen respecto al contenido (semántica) y forma (sintaxis).



Las funciones se pueden asignar a tres niveles:

- Nivel de estación, Station Level: Consiste en un ordenador para la subestación con su base de datos, pantallas para los operadores, interfaces de comunicación remota, etc.
- Nivel de Bahía, Bay Level: Compuesto por las unidades de protección, control y medida de posición. Norma IEC61850 56
- Nivel de proceso, Process Level: Compuesto por módulos remotos de I/O, sensores inteligentes, reles de actuación, etc.

Entre estos niveles y dentro de los mismos existen unos interfaces lógicos de comunicaciones que conforman la red de comunicaciones del SAS. Estos interfaces están representados en la figura estando fuera los números 2 y 10 fuera del alcance de la norma.

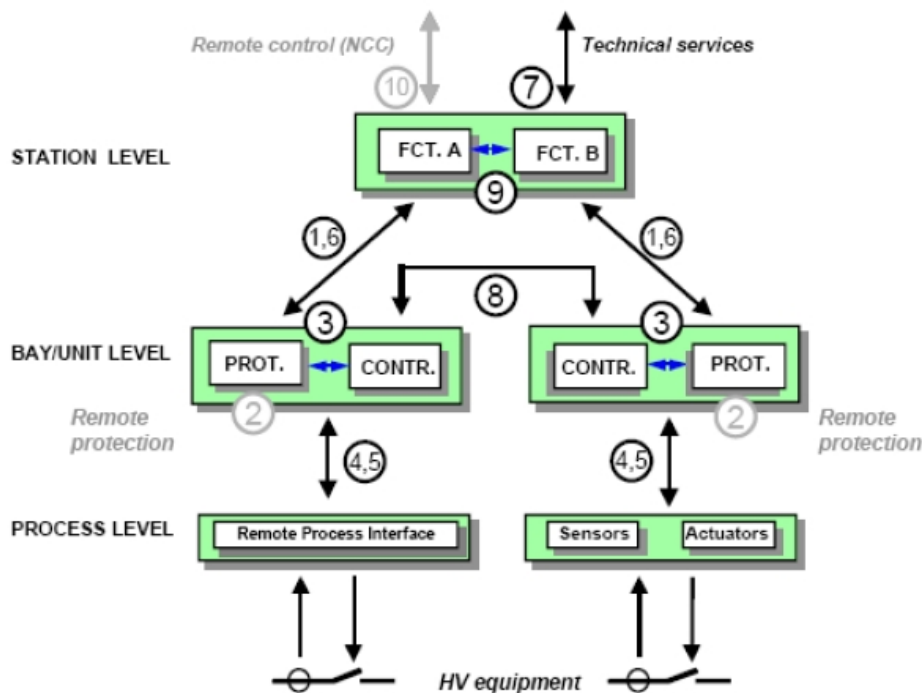


Figura 25: Interfaces lógicas de comunicaciones

- Interfaz 1: Intercambio de datos de protección entre los niveles de bahía y estación.
- Interfaz 2: Intercambio de datos de protección entre el nivel de bahía y protección remota.
- Interfaz 3: Intercambio de datos dentro del nivel de bahía.
- Interfaz 4: Intercambio de datos instantáneos entre el nivel de proceso y el de bahía.
- Interfaz 5: Intercambio de datos de control entre los niveles de proceso y bahía.
- Interfaz 6: Intercambio de datos de control entre los niveles de bahía y estación.



- Interfaz 7: Intercambio de datos entre el nivel de estación y el puesto remoto de ingeniería.
- Interfaz 8: Intercambio de datos directo entre bahías.
- Interfaz 9: Intercambio de datos dentro del nivel de estación.
- Interfaz 10: Intercambio de datos de control entre equipos de subestación y el centro de control remoto.

Los equipos de los sistemas de automatización de subestaciones se instalan físicamente en los distintos niveles (estación, bahía, proceso): Equipos del nivel de proceso son típicamente sensores, actuadores, etc. Los equipos del nivel de bahía consisten en las unidades de protección y control o supervisión. Mientras que los de nivel de estación son el ordenador de la estación con la base de datos, el puesto de operador, interfaces para comunicación remota, etc.

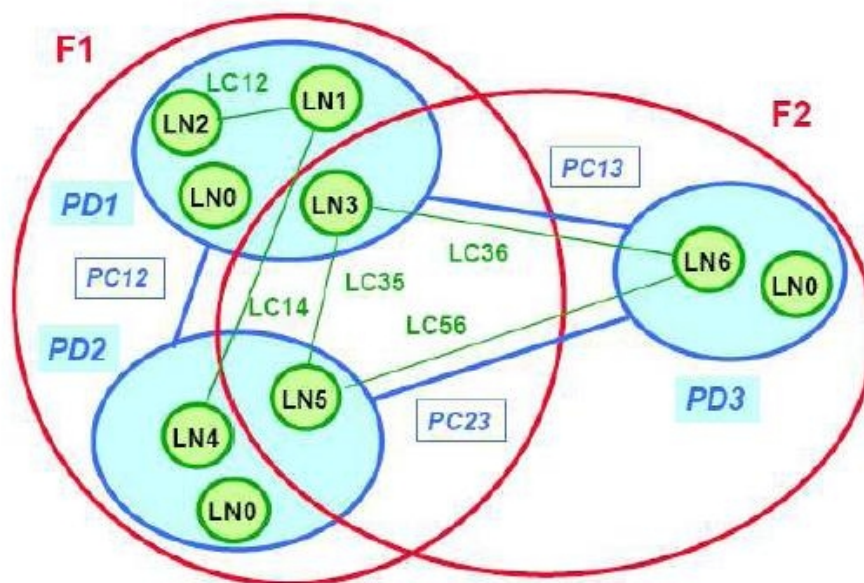


Figura 26: Los enlaces entre los nodos lógicos

En el estándar se definen un total de 92 logical nodes, divididos en 6 grupos principales:

- Nodos lógicos para las funciones de protección.
- Nodos lógicos para el control.
- Equipos físicos.
- Seguridad del sistema y de los equipos.
- Nodos lógicos relacionados con los equipos primarios.
- Nodos lógicos relacionados con los servicios del sistema.



La denominación de los nodos lógicos incorpora una letra para que sea más fácil su interpretación y manejo:

Indicador	Grupos de Nodos Lógicos	Funciones	Cantidad
L	Nodos Lógicos del Sistema		3
P	Funciones de Protección	PTOC, PIOC, PDIS, PDIF, etc.	28
R	Funciones relacionadas con Protecciones	RREC, RSYN, etc.	10
C	Control Supervisado	CSWI, CILO, CALH, CPOW	5
G	Funciones Genéricas	GGIO, GAPC, GSAL	3
I	Interface y Archivo	IHMI, ITCI, IARC, ITMI	
A	Control Automático	ATCC, ANCR, ARCO, AVCO	4
M	Medidores y Medidas	MMXU, MMTR, MHAI, MSQI	8
S	Sensores y Monitorización	SIMG, SARC, SPDC	4
X	Aparellaje	XCBR, XSWI	2
T	Transformadores de Medida	TCTR, TVTR	2
Y	Transformadores de Potencia	YPTR, YLTC, YEFN, YPSH	4
Z	Otros Equipos	ZBAT, ZGEN, ZMOT	15

Tabla 6: Nodos lógicos de comunicaciones



#### **4.7.5 Opciones para la comunicación en bus de campo.**

Tal y como se ha presentado en todos los apartados anteriores, se puede apreciar que la norma IEC 61850 es muy extensa y difícil de interpretar dado que son muchos los documentos que lo forman. Ello es debido a que su proceso lento de formación involucró a muchos técnicos procedentes de empresas muy diferentes, lo cual llevó a un desarrollo en paralelo de las diferentes partes de la norma, que si bien aceleró el proceso, produjo gran cantidad de duplicidades e incluso inconsistencias entre algunas partes, por lo cual en la actualidad se está procediendo a refinar los contenidos al mismo tiempo que se están dando las diferentes implantaciones reales.

Si se pretendiera entrar en detalle en todos los aspectos de la norma, sería enorme el grupo de documentación que habría que aportar, y adicionalmente poco más se aportaría al objeto de este proyecto.

Por ello, una vez presentadas de forma general unas pinceladas sobre la norma, hay que centrarse en presentar las diferentes alternativas que se presentan para implementar equipos de adquisición remota de señales I/O.

Dentro de las posibilidades de implementación de adquisición remota de señales de campo una vez analizados los documentos disponibles así como la consulta con especialistas del sector, son las siguientes:

- a) Extensión del bus de subestación a los elementos de campo, Nodos GGIO
- b) Comunicación del bus de proceso según 61850 Parte 9.1
- c) Utilización de los mensajes GOOSE.





#### 4.7.6 Extensión del Bus de subestación a los elementos de campo. Nodos GGIO.

Según veíamos en la descripción general de la norma, lo que se define de forma principal en la norma, más que un protocolo, es un modelo de datos.

Según este modelo de datos, cada equipo físico que forma parte de un sistema de control, está dividido en “logical devices”, es decir en ordenación de equipos virtuales que incluyen una serie de funciones que se presentan como “NODOS LOGICOS”.

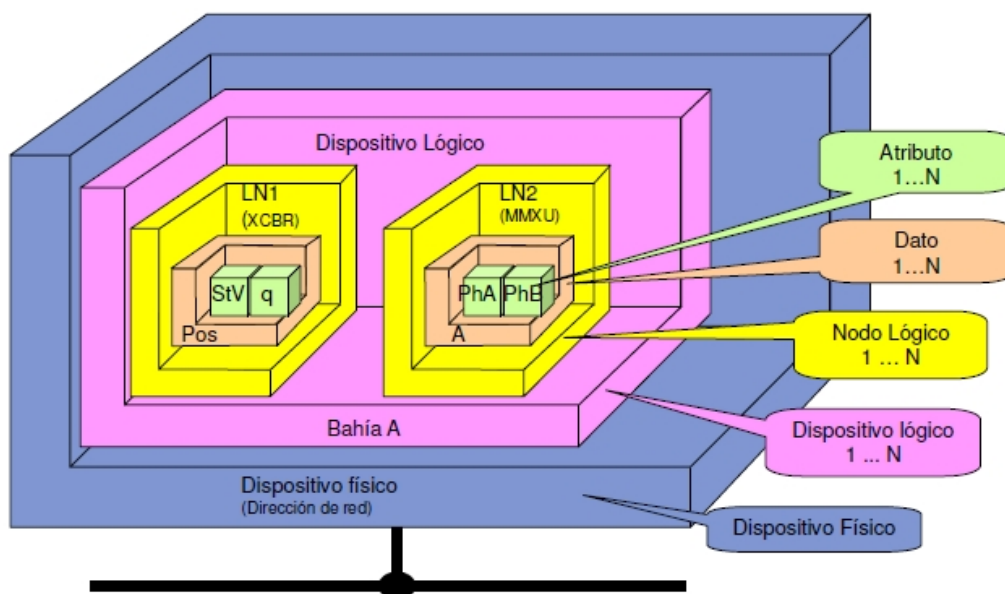


Figura 27: Estructura de nodos lógicos

Esta estructura de datos es única para cualquier sistema de control basado en la norma, y se basa para su comunicación en un protocolo abstracto de comunicaciones denominado ACSI “Abstrac Communication System Interface”. Este protocolo “Virtual” está definido dentro de la parte 7-2 de la norma.

Sobre este ACSI se pueden utilizar diferentes protocolos de comunicaciones “reales” e incluso cambiantes a lo largo del tiempo, de forma que la norma pueda servir para el futuro.

Sobre este sistema de comunicaciones abstracto ACSI se irían definiendo los mapeos a protocolos concretos para:

- El bus de estación en la 61850-8
- El bus de proceso en la 61850-9





Como primer protocolo de comunicaciones para el bus de estación, se eligió el protocolo ampliamente utilizado en el pasado MMS (Manufacturing Message Specification”. Este protocolo se generó para enviar mensajes con datos de tiempo real entre equipos de proceso y ordenadores centrales.

El MMS está compuesto por:

- Una definición de una máquina virtual VMD que está formada por objetos
- Un conjunto de mensajes muy sencillos para el intercambio de datos
- Una codificación específica de los datos basados en objetos bajo el sistema ASN.1 (Abstract Syntax Notation).

Por lo tanto, dentro de la norma 61850-8-1 se define el mapeado o utilización concreta de todos los mensajes abstractos de la norma, en mensajes concretos y detallados utilizando el protocolo MMS sobre una red Ethernet y con protocolo de transporte TCP/IP.

Por su gran profundidad, nos remitimos a la norma (parte 8) para quien desee cualquier detalle de los formatos concretos de los mensajes MMS, lo cual no es necesario para el estudio que se necesitan realizar.

Lo que sí es preciso detallar, es que cuando un equipo del bus de estación (por ejemplo un equipo controlador de unidad de campo o bahía) tiene un conjunto de entradas y salidas en sus bornas de conexión que vienen del cableado externo de campo, todas estas señales se representan mediante un Nodo Lógico denominado GGIO (Generic Global Input/Output).

El equipo que dispone de este cableado pone los datos a disposición de cualquier otro nodo lógico del sistema, de acuerdo con el formato global del nodo, expresado en la norma 61850-7-4.



Nueva Configuración para Adquisición Remota de Información en los Sistemas de Control y Protección Digitales en Subestaciones de Alta y muy Alta Tensión

Categorías GGIO				
Nombre de los objetos de datos	Datos comunes	Explicación	T	M/O/C
LNName		El nombre estará compuesto por el nombre de clase, el LN-Prefijo y LN-Instancia-ID según la norma IEC 61850, cláusula 22		
Objetos de Datos				
Descripción				
EEName	DPL	Equipamiento Exterior Placa		O
Estado de la información				
EEHealth	ENS	Equipamiento exterior seguridad		O
LocKey	SPS	Llave Local o Remota		O
Loc	SPS	Comportamiento del Control Local		O
IntIn1	INS	Estado de la Entrada Entera		O
Alm1	SPS	Alarma General Individual		O
Wm1	SPS	Advertencia General Individual		O
Ind1	SPS	Indicación General (Entrada Binaria)		O
Medida y valores medidos				
AnIn1	MV	Entrada Analógica		O
AnOut1	APC	Salida Analógica Controlable		O
CntRs1	BCR	Control Reajutable		O
Controles				
OpCnRs	INC	Operación de Reajuste		
LocSta	SPC	Autoridad de Conmutación Nivel de la Estación		O
SPCSO1	SPC	Punto de Salida Estado Controlable Single		O
DPCSO1	DPC	Punto de Salida Estado Controlable Double		O
ISCSO1	INC	Punto de Salida Estado Controlable Integer		O

Tabla 7: Estructura del nodo GGIO



Estos datos, que se corresponden con una imagen de los valores de las entradas y salidas se pueden disponer por parte del resto de nodos mediante los diferentes métodos:

- Interrogación General: Un nodo cliente puede pedir a cada uno de los nodos servidores el valor de todos los datos de un nodo y todos sus atributos.
- Interrogación particular: Un nodo cliente puede solicitar el estado o valor concreto de un dato de un nodo servidor.
- Suscripción: Cada nodo servidor tiene una lista de señales que “empaqueta” y envía a todo aquel nodo que se haya suscrito, y le mantiene informado cada vez que hay un cambio en uno de estos datos.

Como ejemplo de este tipo de intercambio de datos, supongamos un equipo “Server” que es una Unidad de control de posición de un transformador al que se le conectan las alarmas generales de un transformador.

¿Quién hace uso de esa información?

- Por ejemplo, el display local del operador donde se presentan los esquemas y estados de una subestación (NODO IHM).
- Por ejemplo el nodo que se encarga de recopilar todas las alarmas de la subestación, agruparlas y presentarlas al operador (NODO CALH).
- Por ejemplo el nodo que recopila toda la información de una subestación y se la envía al sistema de telecontrol mediante un protocolo específico (NODO ILOC).

Por lo tanto, una de las opciones será el disponer de equipos de campo que tengan todas las señales cableadas y poner estas señales a disposición del resto de equipos de la subestación a nivel de comunicación de datos mediante un nodo GGIO.

Esta solución, que inicialmente parece muy sencilla, tiene el inconveniente de que la implementación del conjunto de mensajes completos bajo la norma IEC 61850 es tremendamente complicada y muy cara en cuanto a memoria de datos de comunicación y velocidad del microprocesador. Esto ha llevado a que en realidad, los equipos disponibles en el mercado hayan implementado realmente un “subconjunto” del total de comunicaciones, y en concreto, excepto los ordenadores de estación, todos los equipos han desarrollado el protocolo en versión “servidor”, pero no en versión “cliente”.

Es decir, todos los equipos del nodo de subestación, excepto los ordenadores de estación, es decir, unidades de control, reguladores, protecciones eléctricas, etc., disponen de los mensajes para “enviar” sus datos a los demás, es decir en modo “servidor”. Sin embargo, el que cualquier equipo de una subestación pueda estar



conectado a cualquier nodo de la subestación en modo “Cliente” no existe en la realidad hoy en día. Sólo está desarrollado en los ordenadores de estación que se emplean para el IHM, pantalla, automatismos generales y telecontrol.

Por lo tanto, el utilizar este modo de comunicaciones sería válido para pequeños equipos de adquisición remotos, pero sería necesario disponer de la función “cliente” en los equipos aguas arriba, lo cual no existe hoy en realidad.

#### **4.7.7 Comunicaciones de bus de proceso mediante la norma IEC 61850-9.**

Según se ha analizado en la presentación general, la propia norma IEC 61850 tiene definido tanto el modelo de datos como el sistema de comunicaciones para los equipos de campo en lo que se denomina el “bus de proceso real”.

Estas comunicaciones están pensadas para que la información tanto de las tensiones, como las intensidades, temperaturas, alarmas, etc., en tiempo real y con discriminación digitalizada se ponga a disposición de toda la red mediante una red de proceso de alta velocidad y que puedan ser utilizadas por cualquier equipo en el sistema.

Cuando se dice señales digitalizadas, se refiere no a los valores eficaces (RMS) de las medidas sino a los valores instantáneos de cada punto de la onda senoidal. Esto significa que si se utilizan velocidades de muestreo de 20 muestras por ciclo, se estaría enviando cada milisegundo el valor de la onda, junto con el resto de las señales de tipo digital.

Evidentemente, este propósito, que persigue el que las funciones de control y de protección se puedan localizar en cualquier punto y/o equipo de la red, excede con mucho las necesidades que se pretenden en este proyecto.

Adicionalmente, a día de hoy, son tantos los requerimientos de procesamiento y de velocidad de comunicación (no de la red física sino de los controladores) hace que sea tremendamente caro el disponer de esta capacidad.

Tanto a nivel de “cliente” como a nivel “servidor” hoy en día no existen en realidad dispositivos de mercado, sino que se espera que esto llegue en un futuro según se desarrollen los nuevos procesadores.

Queda por tanto descartada esta funcionalidad.



#### **4.7.8 Utilización de los mensajes GOOSE.**

Dentro de los requisitos que se estuvieron estudiando en su día para la comunicación de señales entre equipos, se consideraron también el que se enviaran por la red señales de gran velocidad (inferior a los 5 milisegundos) para poder enviar las señales de disparo de las protecciones, las señales internas de fallo de interruptor, etc.

Las señales rápidas que se cuentan en el primer párrafo son señales que se deberían enviar por la red de estación (nivel 2), por lo tanto se analizaron en detalle en cuanto a formas de transmisión.

En su día se concluyó que no solo el protocolo de nivel de aplicación MMS era demasiado lento para el envío de estas señales, sino que incluso el nivel de transporte TCP/IP era demasiado lento para el envío de estas señales.

Por tanto, a modo de “cuña” se definieron unos mensajes especiales GOOSE que se enviarían a nivel de trama física ETHERNET. Es decir que para estos mensajes no existe dirección IP sino direccionamiento a nivel de capa física (MAC).

Los mensajes GOOSE “Generic Object Oriented Substation Event” son un conjunto de tramas en los que se envían un conjunto de I/O predefinidas y siempre las mismas, que se están enviando de forma periódica por la red y que están a disposición de todos aquellos dispositivos que los quieran utilizar.



Nueva Configuración para Adquisición Remota de Información en los Sistemas de Control y Protección Digitales en Subestaciones de Alta y muy Alta Tensión

Parámetro IEC 61850-7-2	Nombre del parámetro	Req	Ind	Descripción
Argument	Argument	M	M(=)	
	Destination address	U	U(=)	Se utiliza para especificar el nodo físico al que se consulta
DatSet	datSet	U	U(=)	Tendrá un tamaño máximo de 65 octetos. El valor será el mismo que se encuentra en el bloque de control de GOOSE especificado por GoCRef
GoIDa)	goID	U	U(=)	Tendrá un tamaño máximo de 65 octetos. El valor será el mismo que se encuentra en el bloque de control de GOOSE especificado por GoCRef
GoCRef	gocbRef			Tendrá un tamaño máximo de 65 octetos. El valor será el de referencia para el bloque de control de GOOSE que está controlando el mensaje de GOOSE
T	t	U	U(=)	Este tipo de atributo ha sido asignado desde una entryTime a TIMESTAMP con el fin de permitir precisión de indicación de la hora adicional. Este TIMESTAMP tiene un tamaño de 8 octetos
StNum	stNum	U	U(=)	Este valor entero tendrá un rango de 1 a 4294967295
SqNum	sqNum	M	M(=)	Este valor entero tendrá un rango de 0 a 4 294 967 295. El valor de 0 se reserva para la primera transmisión de un cambio StNum. SqNum se incrementará para cada transmisión, pero se transferirán a un valor de 1
timeAllowedtoLive	timeAllowedtoLive	U	U(=)	Este valor entero tendrá un rango de 1 a 4294967295. Las unidades pueden ser ms
Test	test	U	U(=)	Este valor Booleano puede ser TRUE o FALSE
ConfRev	confRev	U	U(=)	Este valor entero tendrá un rango de 1 a 4294967295
NdsCom	ndsCom	U	U(=)	Este valor Booleano puede ser TRUE o FALSE
GOOSEData	numDatSetEnries	U	U(=)	Este parámetro especifica el número de miembros de la NamedVariableList MMS que se ha especificado en el bloque de control de GOOSE que controla el servicio de GOOSE reales.
	allData	U	U(=)	Este parámetro contiene una lista de información del usuario se define de la NamedVariableList MMS se especifica en el bloque de control de GOOSE
timeAllowedToLive		U	U(=)	Este valor entero tendrá un rango de 1 a 4294967295. Las unidades pueden ser ms

Tabla 8: Trama mensaje GOOSE



De esta forma, se pueden enviar señales de:

- Disparos de interruptores de unos equipos a otros
- Señales de bloqueo de operaciones
- Señales de inicio de funciones de protección
- Medidas (valores RMS) para arranque de alarmas o procesos.

La verdad es que sin haberlo pretendido de forma expresa, se definió un sistema de comunicaciones rápido de pocas señales muy eficiente, y de muy simple implementación en los equipos puesto que no sólo no hay que montar el protocolo TCP/IP, sino que ni siquiera el protocolo MMS ni su estructura de datos compleja asociados.

Por ello, adicionalmente al uso que se da de este tipo de mensajes, han aparecido en el mercado, dispositivos que utilizan la mensajería GOOSE para poner a disposición de la red un conjunto de entradas/salidas.

Los mensajes GOOSE tienen un modelo de transmisión de datos para lograr el nivel adecuado de fiabilidad. Cuando un servidor de GOOSE genera una solicitud SendGOOSEMessage, el conjunto de datos los valores se codifican en un mensaje GOOSE y se transmite como T-DATA en la asociación de multidifusión. Se consigue una fiabilidad adicional con la retransmisión de los mismos datos (con un aumento gradual de SqNum y el tiempo de retransmisión).

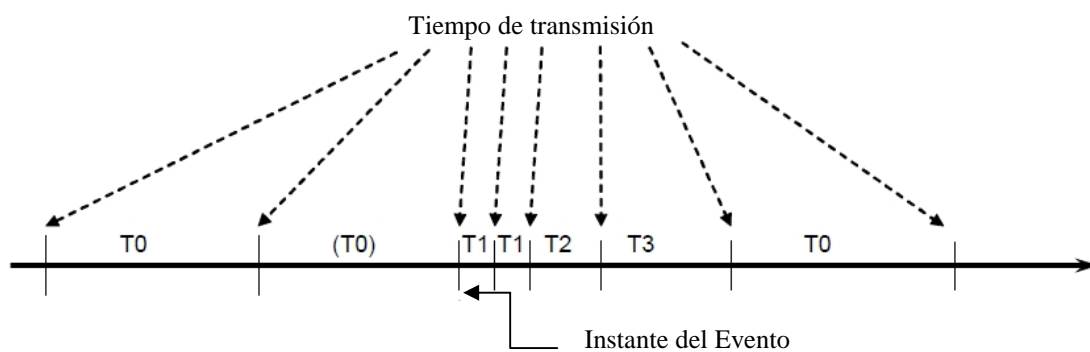


Figura 28: Tiempo de transmisión para eventos

- **T0**: retransmisión en condiciones estables (ningún evento en mucho tiempo)
- **(T0)**: retransmisión en condiciones de estabilidad puede ser acortado por un evento
- **T1**: el tiempo más corto después de la retransmisión
- **T2, T3**: retransmisión hasta lograr el tiempo de unas condiciones estables



Claramente esta es la mejor opción de entre las actualmente disponibles para el envío de este tipo de señales mediante la propia norma IEC 61850 y que se utilizará como candidato para la solución elegida.





#### 4.7.9 Fabricantes y equipos

Dentro de los fabricantes de equipos de captación remota para la Norma IEC 61850 están: General Electric, Integream y SAC. Para los siguientes fabricantes hay que buscar los equipos que tengan las mejores características para ser implantados dentro del parque.

El primer fabricante que se va a analizar es General Electric, este posee un equipo que trabaja con la norma 61850 para el bus de proceso, las características del equipo las detallamos a continuación.

##### a) Bus de Proceso HardFiber[14]

- Aplicaciones:
  - Generador de protección
  - Transformador de protección
  - Línea de Transmisión de protección
  - Bus de protección
  - Alimentador de protección
  - Protección del motor
  - Condensador de protección de las orillas
  - Amplia zona de protección de la red
  - Sistema de control distribuido de la red
  - Digital fallo y secuencia de registro de eventos
  - Automatización de subestaciones AIS y GIS
- Características Técnicas

Entradas Analógicas	18 (24Vcd, 5mA)
Entradas Digitales	4 CT (1,5A) y 4 VT ó 8 CT
Otro tipo de Entradas	3Entradas RTD
Salidas Digitales	4 Solid State, 1 Latching, 2 Form-C Relays
Puertos	4 Puertos de Fibra Óptica
<b>Tabla 9: Sistema de Captación, Actuación y Arquitectura de Comunicaciones HardFiber</b>	

Velocidad de Datos (bps)
100 Mbps
<b>Tabla 10: Velocidad de Datos HardFiber</b>



Dimensiones	338.6 mm x 165.1 mm x 55.2 mm
Temperaturas de trabajo	-40° hasta 85°C
Tabla 11: Características Físicas HardFiber	



Figura 29: Equipo HardFiber

El precio de este equipo es **1200 €**

El siguiente fabricante a analizar el SAC, este posee un equipo que es compatible con la norma 61850 para el bus de proceso.



b) Módulo RIO de SAC[13]

- Características:
  - Unidad remota de adquisición de entradas y salidas digitales
  - Fácil instalación debido a las dos conexiones Ethernet de las que dispone y a que es posible montarlo en carril DIN
  - Sistema de visualización sencillo y programación de intuitivo manejo
  - Comunicación mediante mensajería GOOSE
- Características Técnicas

Entradas Digitales	12x Entradas Digitales Aisladas Eléctricamente. 1,500V
Salidas Digitales	4x Salidas Digitales aisladas libres de tensión
Puertos	2x puertos Ethernet 100-Base FX MTRJ.
<b>Tabla 12: Sistema de Captación, Actuación y Arquitectura de Comunicaciones RIO de SAC</b>	

Velocidad de Datos (bps)
100 Mbps
<b>Tabla 13: Velocidad de Datos RIO de SAC</b>

Dimensiones	86x104x62mm
Temperaturas de trabajo	-40° hasta 85°C
<b>Tabla 14: Características Físicas RIO de SAC</b>	



**Figura 30: Equipo RIO de SAC**

El precio de este equipo es **300 €**



El último fabricante que se va a analizar el Ingeteam.

c) Tarjeta lectora del bus de proceso Ingeteam[12]

- Características:
  - Módulo de captura de señales
  - Capaces de recibir órdenes de una maestro mediante mensajería GOOSE

- Características Técnicas

Entradas Digitales	12 Entradas Digitales
Salidas Digitales	4 Salidas Digitales
Otro tipo de Entradas	Entrada de sincronización IRIG-B
Puertos	2 puertos Ethernet, cada uno dispone de 1 conector RJ-45
<b>Tabla 15: Sistema de Captación, Actuación y Arquitectura de Comunicaciones BUS de Ingeteam</b>	

Velocidad de Datos (bps)
100 Mbps
<b>Tabla 16: Velocidad de Datos BUS de Ingeteam</b>

Dimensiones	100x210x70mm
Temperaturas de trabajo	-40 a 85°C
<b>Tabla 17: Características Físicas BUS de Ingeteam</b>	

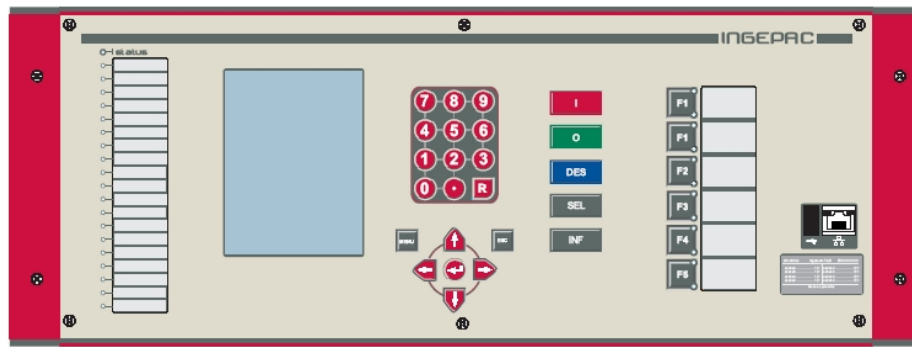


Figura 31: Equipo BUS de Ingeteam

El precio de este equipo es **500 €**



## 5. Selección de una alternativa viable técnica y económicamente

Una vez analizadas las posibilidades teóricas que existen en la actualidad para implementar la captación remota a pie de campo, de las señales de los interruptores y seccionadores, corresponde elegir la opción más óptima para implementar dentro de la subestación. Se puede constatar que existen numerosas posibilidades para llevar a campo una solución teórica, pero no sin tener en cuenta que al implementar una solución para una subestación se opta por un camino concreto y se renuncia algunas funcionalidades que otras soluciones pudieran dar.

Es conveniente destacar que características son importantes a la hora de elegir una solución concreta, así que se va a destacar una serie de propiedades que han de cumplir tanto el protocolo de comunicaciones como el equipo de captación.

1. *Fiabilidad*: debe ser un sistema fiable que de cómo mínimo la misma fiabilidad que el sistema tradicional, aunque un objetivo es que la mejore
2. *Configurabilidad*: la configuración del sistema debe ser sencilla, simple y sencilla de aprender
3. *Interoperabilidad*: es muy importante que el sistema escogido permita la utilización de múltiples equipos. El sistema tiene que ser totalmente abierto para que no dependa del software del fabricante.
4. *Mantenibilidad*: el mantenimiento del sistema debe ser totalmente sencillo y compatible con los sistemas de cableados, y teniendo en cuenta que hay que incluir pocos elementos en el sistema que precisen elevado mantenimiento
5. *Seguridad de Funcionamiento*: los sistemas y protocolos tienen que ser seguros, fiables y probados.

Teniendo en cuenta estas características y habiendo estudiado los protocolos de comunicación más utilizados en la industria, ahora hay que hacer una selección del que más se adecue a las características de una subestación. Para llegar a la mejor solución técnica y económica posible.



## 5.1 Elección del protocolo de comunicaciones

Para abordar este apartado antes se recordarán cuales son las características técnicas que tiene que cumplir el protocolo de comunicaciones para su aplicación dentro de la subestación con el fin comunicar los niveles 0 y 1 de las mismas.

### a) Correspondientes a la red física:

1. La red física debe ser inmune a las perturbaciones electromagnéticas, por lo que solo se podrán utilizar redes de lazo diferencial lo preferentemente redes de fibra óptica.
2. Las distancias entre equipos de nivel 1 (unidades de control) y las unidades de campo de nivel 0 puede ser del orden de 100 a 500 metros.
3. La adquisición de las señales procedentes de contactos se deberán realizar mediante tensiones de corriente continua de tensión superior a los 24 voltios y preferentemente de 120 voltios, por las baterías que normalmente se usan en las subestaciones.
4. Las órdenes de salida deben permitir el paso de corrientes de paso de 5 amperios de continua y potencias de apertura reactivas de orden de 100W.
5. Los equipos electrónicos deberán ser alimentados desde corriente continua, para su funcionamiento prolongado en situaciones de falta de tensión.
6. Desde el punto de vista de rigidez dieléctrica y EMC deberán cumplir los niveles solicitados por la norma IEC 61000-X (donde X va desde 1 a n, según las diferentes partes, p. ej., niveles de galvánico, sobretensiones, perturbaciones de AF, ráfagas, etc. así como los ensayos para su determinación en laboratorio y en campo.)
7. NO se pretende adquirir de forma digital las señales sinusoidales de corriente alterna de los transformadores de medida para la función de protección, puesto que por seguridad esta adquisición se realizará de forma convencional mediante cableado de tensiones e intensidades.

### b) Correspondientes a la funcionalidad:

1. La precisión total en adquisición de señales digitales debe permitir discriminación de 1 ms, por lo que deberán soportar sincronización en la red que asegure estos tiempos.
2. El tiempo de transmisión máximo de una señal hasta el equipo de nivel 1 no deberá superar los 10ms.
3. Se pretende que su configuración deba ser la mínima posible.
4. Deben permitir la comunicación multiequipo.





Con estas características técnicas y dado las propiedades se necesitan para todo el sistema, ahora se analizarán las ventajas e inconvenientes de cada uno de los protocolos.

### *1. Protocolo CAN*

En el capítulo 4 se estudio este protocolo a fondo y ahora hay que analizar si las características técnicas se ajustan a las requeridas dentro del sistema de la subestación.

1. En el bus CAN se utiliza para trenzado, bus diferencial. Esta opción no es aceptable puesto que el par trenzado con terminaciones puede dar problemas de compatibilidad electromagnética (EMC), por tanto la única solución para la red es implementarla con Estrellas Activas.
2. Las velocidades que se pueden alcanzar con el bus CAN para las distancias que existen dentro del parque son entre 500 kps-125 kps, dependiendo de las distancias que se den en el parque.
3. Cumple la limitación del tiempo de mensaje ya que para la distancia más larga (8 $\mu$ s) y el protocolo CAN Extendido (154 bits) es de 1.2 ms.
4. Como el sistema se trata de multimáster y envío de datos de forma espontánea por cada nodo, deberá ser necesario que las informaciones de activación de señales digitales venga con estampación de tiempo dentro de los datos, lo cual habrá que aplicar de forma específica y no está dentro de la norma. Esto obligaría a hacer un desarrollo específico ya que no existe en el mercado ningún equipo que posea la estampación del tiempo dentro de los datos.
5. El bus CAN es el más sencillo de los analizados desde el punto de vista del multimáster, ya que está definido dentro de su protocolo y lo permite.

Una vez analizados los puntos del protocolo que son necesario para implementar el bus de campo dentro de la subestación, se puede concluir que aunque cumple con algunas características que le se va a exigir al sistema, tiene una serie de inconvenientes que hacen que no sea apto para su implantación. Estas limitaciones son:

1. Limitación de la red, solo se puede utilizar la red en estrella.
2. El inconveniente más importante y por el que se rechaza este protocolo es que no dispone de la estampación del tiempo dentro de los datos y habría que hacer un desarrollo específico. Y por tanto se pierde la universalidad que se va buscando en el sistema.
3. Varios equipos del mercado cumplen con las tensiones de corriente continua indicadas (24-120 V), pero ninguno de los



equipos que se han encontrado en el mercado cumple las características de corriente por lo que habría que realizar un desarrollo específico con algún fabricante para que pudiera cumplir las características de corriente.

La conclusión obtenida tras el estudio de este protocolo es que aunque tiene buenas características para su implementación en ambientes industriales no cumple con los principales requisitos para implementarlo en una subestación, sin tener que hacer un desarrollo particular y perder entonces las ventajas que tiene el desarrollar un protocolo estándar.

## 2. Protocolo MODBUS

Una vez analizado el protocolo MODBUS se puede concluir que cumple las siguientes características técnicas:

1. La variante de todas las estudiadas que más se ajusta a los requisitos sería la versión TCP/IP ya que va montada en un soporte de fibra óptica de altas prestaciones de transmisión del tiempo. Además hoy en día los enlaces Ethernet son muy baratos.
2. Las velocidades que se pueden alcanzar con este protocolo son de 12 Mbps si se aprovecha todo el ancho de banda disponible y las distancias que se pueden tener son de 1200 m lo que cubre las distancias que se alcanzan en la subestación entre el parque y el edificio de control.

Este protocolo no cumple con muchos de los requerimientos que serían necesarios para instalarlo en una subestación y las principales desventajas que se han encontrado son:

1. La principal desventaja que tiene este protocolo es que es Maestro-Esclavo y se necesita una estructura que permita el multimáster o el multicliente.
2. Otra desventaja muy importante es que al igual que el protocolo CAN no tiene la estampación del tiempo dentro de los datos lo que llevaría hacer un desarrollo que se saliera del estándar perdiendo las ventajas que este proporciona.
3. Además al igual que ocurría para el protocolo CAN no se ha encontrado en el mercado ningún equipo que cumpliera las características de voltaje y corriente que son necesarias. Y este sería un punto más a desarrollar con algún fabricante en concreto y se saldría del estándar.

El protocolo MODBUS es el que menos se ajusta a las características que se va buscando para la implementación en una subestación y por lo tanto no será el que desarrollare.



### 3. Protocolo PROFIBUS

En el caso del bus PROFIBUS se ha analizado en profundidad la variante DP y esta variante cumple las siguientes características:

1. De las dos formas de transmisión que presenta el PROFIBUS la que se usaría sería la fibra óptica así alcanzamos las velocidades necesarias y cubre la distancia que se puede presentar en la subestación. De los tipos de fibra óptica se elige la Fibra Óptica de Cuarzo que es la que presenta mejores prestaciones.
2. El PROFIBUS DP ofrece la posibilidad multimáster y esto da la posibilidad de que las entradas y salidas que se recogen en una posición eléctrica puedan ser entregadas tanto a un equipo de control como a equipos de protección en paralelo.
3. También tiene disponible la estampación del tiempo ya que en las tramas de datos existe un mapeo de un conjunto de señales de forma que sea la unidad superior la que ponga el tiempo.
4. Este protocolo sería el más sencillo ya que posee conexiones sencillas y baratas.
5. Existe en el mercado un equipo que cumple con todas las características técnicas expuestas anteriormente y es el equipo de Siemens Simatic ET 200S.

Por lo tanto se concluye que el protocolo PROFIBUS junto con el equipo de Siemens es una de las soluciones más válidas para aplicar a entradas y salidas distribuidas. De hecho es el protocolo PROFIBUS es uno de los protocolos más utilizados en automatización.

### 4. Norma 61850

Analizada la norma IEC 61850 en el capítulo de bus de proceso, se observa que la norma está orientada a un bus de proceso demasiado completo, con capacidad de enviar medidas instantáneas además de valores digitales y ello hace que los dispositivos no estén disponibles hoy en día y serían muy caros para lo que en un principio pretendemos que es el manejo remoto de señales, órdenes y medidas en valores eficaces.

También se ha visto una vez analizada la norma que existen varias posibilidades para aplicar a entradas y salidas distribuidas pero que la que a día de hoy es más sencilla y económica de aplicar y con la que se tienen las características técnicas que se están buscando es con los mensajes GOOSE.

1. El tipo de red utilizada sería la red ETHERNET con la que se consiguen velocidades de 100 Mbps, con cable de fibra



- óptica se tienen distancias de hasta 2000 m, que cubre las distancias entre el campo y la sala de control.
2. Los mensajes GOOSE tienen la capacidad de multimáster, lo que implica que pueden entregar las entradas y salidas tanto a los equipos de protección como a los de control en paralelo.
  3. Los mensajes GOOSE llevan estampación de tiempo por lo tanto esta característica también está recogida, con lo que también es una ventaja para su utilización.
  4. Se han encontrado tres equipos en el mercado, que cumplen con las características técnicas que se necesitan, para ponerlos en los seccionadores e interruptores del parque.
  5. Con los mensajes GOOSE se tiene además la fiabilidad de que los mensajes son recibidos puesto que se me emiten repetidamente en el tiempo.

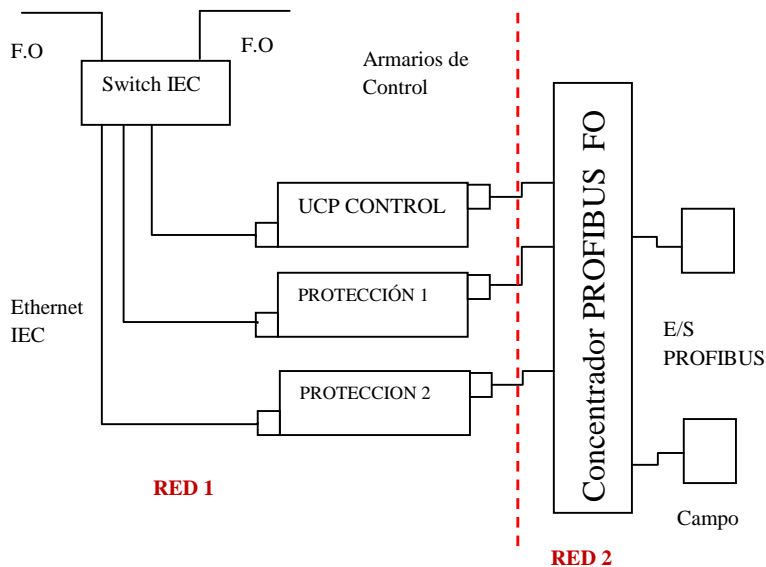
Los mensajes GOOSE cubren todas las características que se necesitan del sistema además son sencillos y baratos de implementar.

#### 5. Conclusiones

Una vez analizado todos los protocolos se puede concluir que en realidad no existe una única posibilidad para implementar el bus de campo en una subestación. Y que cuando se opta por una solución concreta se renuncia a algunas funcionalidades que se podrían adoptar con otras soluciones.

Del análisis se concluye que tanto el protocolo PROFIBUS como la norma IEC 61850 son buenos caminos para implementar dentro de una subestación y por lo hay que decantarse por una de las dos.

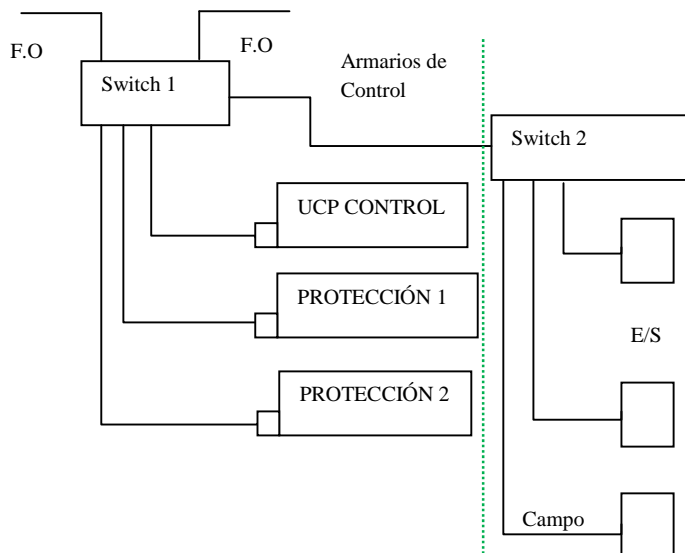
Si se analizan ambos protocolos desde el punto de vista de la red se tiene que PROFIBUS no es un protocolo basado en Ethernet y TCP/IP sería necesario crear una red física independiente con su correspondiente boca o canal de acceso en cada equipo máster.



**Figura 32: Red PROFIBUS**

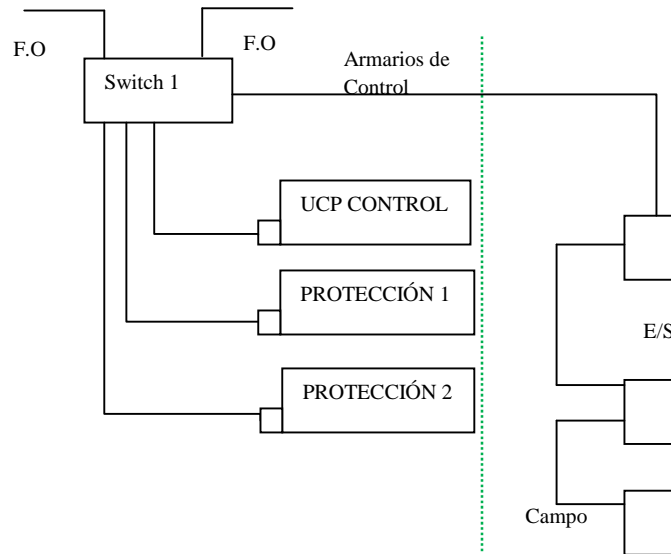
Si se lo compara con la solución IEC se encuentra una única desventaja que es esta red física adicional que habría que crear.

Esto es una desventaja respecto del bus basado en IEC 61850 dado que al ser todas las comunicaciones TCP/IP y Ethernet, se utiliza un Switch para conectar todos los equipos de una posición eléctrica.



**Figura 33: Red IEC Opción 1**

Y la otra opción sería que con el mismo Switch se utilice para conectar todos los equipos de E/S y por estos acceder a cualquier información desde cualquier puerto físico.



**Figura 34: Red IEC Opción 2**

Por ello sin poder descartar funcionalmente el protocolo PROFIBUS se observa que es menos aconsejable esta solución ya que se tendrían dos redes y los equipos dispondrían de un puerto Ethernet y otro Profibus, de lo que actualmente los equipos no disponen. Además se añaden los problemas que pueden conllevar el mantenimiento de dos redes diferentes.

Por estas razones la solución más aconsejable es la que proporciona la Norma IEC 61850 y será con ella con la que se realice el estudio técnico y económico en este proyecto descartando las demás alternativas.



## 5.2 Elección del equipo

Una vez analizados los protocolos y tomando como solución la norma IEC 61850, ahora hay que escoger el equipo que se va a instalar en el campo. Como los equipos universales no son tal, el mejor desde el punto de vista funcional es el de Ingeteam, GE y SAC que se han basado en la norma GOOSE, y que si bien hoy día no están contemplados bajo una norma oficial, el hecho de que sea una solución desarrollada por varios fabricantes, le hace suficientemente válido. Vista las características de los equipos se puede concluir:

1. Que los tres equipos cumplen con la condición de corriente y tensión
2. Los tres equipos cumplen con las condiciones de velocidad, distancias máximas y temperaturas de trabajo dentro de la subestación
3. Los tres equipos pueden ser montados sobre carril DIN dentro del armario de la aparamenta.

Si se analizan las características más importantes de los tres equipos se observa que los tres tienen prestaciones muy similares. El equipo de GE es más completo y quizás excede de características que se necesitan en un principio para este proyecto. Además el equipo es el más caro de los tres y su precio de 1200 € por unidad hace que no sea la mejor solución para implementar dentro de la subestación.

En cuanto al equipo de Ingeteam cumple con las características técnicas que requiere del equipo que hay que instalar pero en cuanto a dimensiones es más desfavorable para su montaje dentro del carril DIN. Y siendo similar al equipo de SAC su precio es 200 € superior por lo que también se descarta esta opción para implementarla dentro de la subestación.

Quizás el más sencillo y que cumple con las todas las características técnicas que se necesitan es el equipo de SAC, además es en cuanto a tamaño el más favorable para su montaje dentro del carril DIN de la caja del seccionador y del interruptor. Y tiene la ventaja añadida que su coste es el más bajo de los tres.

Por lo tanto el equipo seleccionado para realizar el estudio económico y para ser implementado dentro del parque en intemperie es el equipo de SAC cuyo coste asciende a 300 €







## 6. Estudio Técnico y Económico

### 6.1 Estudio Técnico

En este apartado se va analizar la nueva ingeniería de las subestaciones una vez instalados los nuevos equipos en adelante RIO (Remote Input Output), y ver cuáles son las diferencias con respecto a la ingeniería que se realiza actualmente.

El análisis de la Ingeniería de la subestación se ha basado en una subestación doble barra 132 kV/MT con dos posiciones de línea, dos posiciones de transformador y una posición de acoplamiento y por lo tanto se comparará la ingeniería actual con la que se obtendrá utilizando los equipos RIO. Y solo se indicarán aquellos elementos que sean diferentes entre un caso y otro. El esquema unifilar y los esquemas desarrollados de la nueva configuración se encuentran en el Anexo 1 de este proyecto.

#### 6.1.1 Aparatos de Posición

Para comenzar con el análisis de la ingeniería del nuevo sistema hay que analizar qué equipos y que configuración se van a necesitar para realizar la nueva conexión de los seccionadores y los interruptores una vez incorporado el Bus de Proceso dentro de la subestación.

Para cada posición se analizarán que relés ya no son necesarios con la incorporación del Bus de Campo, que número de RIOS se necesitan y como queda tanto la UCP como los armarios de control con la nueva situación.

Para una de las posiciones de línea de 132 kV se tiene que una vez analizados los esquemas desarrollados de ambas configuraciones, los relés que no se necesitan por la incorporación del Bus de Campo son los que se muestran en la tabla siguiente.

<b>FUNCION</b>	<b>TIPO Relé</b>	<b>CANTIDAD</b>
89-A-1AX	BJ8BB	2
89-B-2AX		
27L	RF4R	1
CM-V	ATU	1

Tabla 18: Relés Auxiliares eliminados de una posición de Línea



En esta tabla aparece que se pueden eliminar todos los relés BJ8BB del seccionador de barras. También desaparecen con la nueva ingeniería el concentrador de medida y la vigilancia de tensión de línea. Con el nuevo diseño la función del concentrador de medida se recoge con los relés de protección y la vigilancia de tensión se realiza con la protección 21.

Para la posición de transformador de los relés auxiliares que se han detectado que una vez que con el Bus de Campo ya no son necesarios son los que aparecen en la tabla siguiente

FUNCION	TIPO Relé	CANTIDAD
89-A-1CX	BJ8BB	2
89-B-1AX		

**Tabla 19: Relés Auxiliares eliminados de una posición de Transformador**

En esta tabla aparecen todos los relés BJ8BB de la posición de transformador que estaban en el seccionador de barras que con la nueva configuración no son necesarios.

Para la posición de acoplamiento de Barras de los relés auxiliares hay que eliminar con el Bus de Campo son los que aparecen en la tabla siguiente

FUNCION	TIPO Relé	CANTIDAD
89-A-1CX	BJ8BB	2
89-B-1AX		

**Tabla 20: Relés Auxiliares eliminados de una posición de Acoplamiento de Barras**

Los relés que se eliminan en el caso del acoplamiento son los BJ8BB que se encontraban en el seccionador de barras.

También la UCP sufre modificaciones con la nueva ingeniería, en las tres posiciones se reducen el número de tarjetas que son necesarias en la UCP, ya que con la colocación de los Buses de Campo (RIO) el número de entrada y salidas digitales que se necesitan en la UCP son menores. En el caso de la posición de línea además también desaparece la Tarjeta Multitrans, que recoge medidas analógicas de corriente y tensión.

Se comenzará por analizar la UCP en el caso de la posición de línea



CARACTERÍSTICAS	ANTES	DESPUÉS
Multitrans	Si	No
Entradas Analógicas	1	0
Entradas Digitales	46	21
Salidas Digitales	16	5

**Tabla 21: UCP en la posición de Línea antes y después de la instalación del RIO**

Se puede observar en la tabla que la reducción de entradas y salidas una vez que se colocan los equipos RIO es grande para el caso de la posición de línea. Estas entradas y salidas son las que se utilizan el método tradicional (cableado de cobre) y las empleadas cuando se colocan los equipos RIO en los seccionadores e interruptores de la línea. La UCP para la posición de línea pasa de tener tres tarjetas una A, una B, una C y la tarjeta Multitrans a dos tarjetas A y una C, una vez que se han colocado los equipos RIO en la posición de línea.

Para la posición de Transformador hay menos cambios pero aún así se ahorran dos tarjetas con la nueva ingeniería de tal forma que la UCP de la posición de transformador pasa a tener dos tarjetas A, una tarjeta B y la tarjeta multitrans. La reducción de entradas y salidas digitales que hay dentro de la UCP para la posición de transformador está resumida en la siguiente tabla.

CARACTERÍSTICAS	ANTES	DESPUÉS
Multitrans	Si	Si
Entradas Analógicas	1	1
Entradas Digitales	56	38
Salidas Digitales	13	5

**Tabla 22: UCP en la posición de Transformador antes y después de la instalación del RIO**

Solo queda analizar la posición de acoplamiento, en este caso se ahorran dos tarjetas para la UCP una A y otra C del tal forma que se pasa de una UCP con una tarjeta C, una B, tres A y la tarjeta multitrans a una tarjeta B, dos A y la tarjeta multitrans. La disminución de entradas y salidas digitales para el acoplamiento es la que aparece en la siguiente tabla.



CARACTERÍSTICAS	ANTES	DESPUÉS
Multitrans	Si	Si
Entradas Analógicas	2	2
Entradas Digitales	44	24
Salidas Digitales	17	9

**Tabla 23: UCP en la posición de Acoplamiento antes y después de la instalación del RIO**

Una vez analizadas las tres posiciones individualmente se analizará para la subestación tipo de dos posiciones de línea, una posición de transformador y el acoplamiento. La tabla siguiente muestra la comparativa entre las dos ingenierías y cuanto se reduce las entradas y salidas de la UCP con la nueva configuración.

CARACTERÍSTICAS	ANTES	DESPUÉS	REDUCCIÓN %
Entradas Analógicas	6	4	33,3
Entradas Digitales	248	139	66,7
Salidas Digitales	75	29	42,7

**Tabla 24: Ahorro de entradas y salidas de la UCP para la subestación**

Esta disminución en las entradas y salida de la UCP se verá traducida en una disminución del coste de la misma.

Después de estudiar qué modificaciones sufre la ingeniería actual con respecto a los equipos, ahora hay que ver cuántos RIOS se van a introducir en cada posición y que nuevos aparatos se necesitan con la nueva ingeniería.

La posición de línea tiene la siguiente aparamenta: el seccionador de línea, el seccionador de barras y el interruptor, que ahora en vez de cablear sus señales se van a pasar a enviar a través de los RIOS (o buses de campo). Para las posiciones de los seccionadores además se necesitan un IED con el que se transmitirá el enclavamiento de estos. En la siguiente tabla se va a ver que aparamenta en concreto conectamos el RIO.



APAREMENTA	RIO	COLOCACIÓN
Seccionador de Línea (89F)	1	Se coloca en la caja del mando del seccionador
Seccionador de Barras A (89-A)	1	Se coloca en la caja del mando del seccionador, solo se coloca un RIO en una de las fases las demás se comunican
Seccionador de Barras B (89-B)	1	Se coloca en la caja del mando del seccionador, solo se coloca un RIO en una de las fases las demás se comunican
Interruptor (52)	1	Se coloca en la caja del interruptor

Tabla 25: RIOS en la posición de Línea

Para el caso de la posición de Transformador sólo los seccionadores de barras y el interruptor de la posición son los aparatos que tendrán instalados los equipos RIOS. Cuantos se necesitan y como se conectan los mismos se puede observar en la siguiente tabla.

APAREMENTA	RIO	COLOCACIÓN
Seccionador de Barras A (89-A)	1	Se coloca en la caja del mando del seccionador, solo se coloca un RIO en una de las fases las demás se comunican
Seccionador de Barras B (89-B)	1	Se coloca en la caja del mando del seccionador, solo se coloca un RIO en una de las fases las demás se comunican
Interruptor (52)	1	Se coloca en la caja del interruptor

Tabla 26: RIOS en la posición de Trafo.

Al igual que en el caso de posición de Línea hay un IED para comunicar la posición de enclavamiento en los seccionadores de barras.

En el caso del acoplamiento la aparementación es la misma que la posición de transformador, los seccionadores de barras y el interruptor de la posición y por lo tanto los RIOS, para el acoplamiento son los mismos que los indicados en la tabla anterior. Al igual que en la posición de línea y de transformador en el acoplamiento



se va a tener una IED que comunique el enclavamiento de los seccionadores. En la siguiente tabla se muestra un resumen del número de RIOS que se necesitan para la subestación tipo que se está analizando (2L+2T+A).

APAREMENTA	RIOS POR POSICIÓN	IEDS POR POSICIÓN
LINEA	4	1
TRAFO	3	1
ACOPLAMIENTO	3	1
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>17</b>	<b>5</b>

Tabla 27: RIOS en la subestación por posición

Después de analizar cómo ha cambiado la ingeniería de la subestación en cuanto a la apareamiento, la UCP y cuáles son los nuevos aparatos que hay que colocar en la subestación, y conocer tanto la posición de los RIOS como la inserción de un nuevo IED que transmite el enclavamiento de los seccionadores. Ahora hay que analizar cómo va a cambiar el cableado de cobre dentro de la subestación tras aplicar el Bus de Campo con la norma 61850.



### 6.1.2 Cableado

El cableado dentro de la subestación con la aplicación del bus de campo es la parte de la ingeniería que más modificaciones sufre y donde se obtienen más beneficios, ya que se van a reducir bastante los costes en cableado de cobre.

A continuación se van a mostrar los cables que eran necesarios con la antigua ingeniería cableando las señales de los interruptores y los seccionadores.

NUMERO	ORIGEN	FINAL	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)	
					máx.	mín.
52-1-1	Caja Centralización Tensiones	Trafo Tensión	2 x 6	SH	6	6
52-1-2		Armario Protecciones Panel 1	6 x 6	SH	178	120
52-1-3		Trafo Intensidad Fase 8	6 x 6	SH	10	10
52-1-4	Caja Centralización Intensidades	Trafo Intensidad Fase 4	6 x 6	SH	6	6
52-1-5		Trafo Intensidad Fase 0	6 x 6	SH	10	10
52-1-6		Armario Protecciones Panel 1	4 x 6	SH	171	105
52-1-7		Armario Protecciones Panel 1	4 x 6	SH	171	105
52-1-8		Armario Protecciones Panel 1	4 x 6	SH	171	105
52-1-9	Interruptor 52-1	Armario Protecciones Panel 1	4 x 2,5	SH	196	112
52-1-10		Armario Protecciones Panel 1	4 x 2,5	SH	196	112
52-1-11		Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	196	112
52-1-12		Armario Protecciones Panel 1	4 x 1	SHC	196	112
52-1-13		Armario Protecciones Panel 1	8 x 1	SHC	196	112
52-1-14	Caja Centralización Intensidades	Armario Protecciones Panel 1	2 x 1	SHC	171	105
89-1-A-1	Armario Seccionador89-1-A/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	167	104
89-1-A-2	Armario Seccionador89-1-A /Ø8	Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	170	80
89-1-A-3	Armario Seccionador89-1-A /Ø0	Armario Seccionador89-1-A/Ø4	14 x 2,5	SH	18	15
89-1-A-4	Armario Seccionador89-1-A /Ø4	Armario Seccionador89-1-A/Ø8	14 x 2,5	SH	18	15
89-1-A-5	Armario Seccionador89-1-A/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	2 x 1	SHC	167	104
89-1-A-6	Armario Seccionador89-1-A /Ø0	Armario Seccionador89-1-A/Ø4	2 x 1	SHC	18	15
89-1-A-7	Armario Seccionador89-1-A/Ø4	Armario Seccionador89-1-A/Ø8	2 x 1	SHC	18	15
89-1-A-8	Armario Seccionador89-1-A /Ø8	Armario Seccionador89-1-B/Ø0	2 x 1	SHC	25	25
89-1-B-1	Armario Seccionador89-1-B/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	4 x 2,5	SH	155	166
89-1-B-2	Armario Seccionador89-1-B/Ø8	Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	150	85
89-1-B-3	Armario Seccionador89-1-B/Ø0	Armario Seccionador89-1-B/Ø4	14 x 2,5	SH	15	15



## Nueva Configuración para Adquisición Remota de Información en los Sistemas de Control y Protección Digitales en Subestaciones de Alta y muy Alta Tensión

89-1-B-4	Armario Seccionador89-1-B/Ø4	Armario Seccionador89-1-B/Ø8	14 x 2,5	SH	10	10
89-1-B-5	Armario Seccionador89-1-B/Ø0	Armario Seccionador89-1-B/Ø4	2 x 1	SHC	15	15
89-1-B-6	Armario Seccionador89-1-B/Ø4	Armario Seccionador89-1-B/Ø8	2 x 1	SHC	10	10
Metros de media en las posiciones de transformador y acoplamiento						<b>2.318 m</b>

**Tabla 28: Cableado tradicional posición de Transformador y Acoplamiento**

En la tabla se muestra el número de cable, el origen y destino del cable, la sección y el número de hilos. El tipo de cable si es SH (cable aislado de control sin halógenos) o si es SHC (Apantallados sin alógenos). Y los metros totales de media que se utilizan en estas posiciones.

En el caso de la posición de línea se tiene el siguiente cableado para una ingeniería tradicional donde las señales de los interruptores y seccionadores se cablean hasta la sala de control.

NUMERO	ORIGEN	FINAL	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)	
					máx.	mín.
52-1-1	Caja Centralización Tensiones	Trafo Tensión	2 x 6	SH	6	6
52-1-2		Armario Protecciones Panel 1	6 x 6	SH	178	120
52-1-3		Trafo Intensidad Fase 8	6 x 6	SH	10	10
52-1-4	Caja Centralización Intensidades	Trafo Intensidad Fase 4	6 x 6	SH	6	6
52-1-5		Trafo Intensidad Fase 0	6 x 6	SH	10	10
52-1-6		Armario Protecciones Panel 1	4 x 6	SH	171	105
52-1-7		Armario Protecciones Panel 1	4 x 6	SH	171	105
52-1-8		Armario Protecciones Panel 1	4 x 6	SH	171	105
52-1-9	Interruptor 52-1	Armario Protecciones Panel 1	4 x 2,5	SH	196	112
52-1-10		Armario Protecciones Panel 1	4 x 2,5	SH	196	112
52-1-11		Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	196	112
52-1-12		Armario Protecciones Panel 1	4 x 1	SHC	196	112
52-1-13		Armario Protecciones Panel 1	8 x 1	SHC	196	112
52-1-14	Caja Centralización Intensidades	Armario Protecciones Panel 1	2 x 1	SHC	171	105
89-1-A-1	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	167	104
89-1-A-2	Armario Seccionador 89-1-A/Ø8	Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	170	80
89-1-A-3	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	Armario Seccionador 89-1-A/Ø4	14 x 2,5	SH	18	15
89-1-A-4	Armario Seccionador 89-1-A/Ø4	Armario Seccionador 89-1-A/Ø8	14 x 2,5	SH	18	15
89-1-A-5	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	2 x 1	SHC	167	104
89-1-A-6	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	Armario Seccionador89-1-A/Ø4	2 x 1	SHC	18	15





89-1-A-7	Armario Seccionador 89-1-A/Ø4	Armario Seccionador 89-1-A/Ø8	2 x 1	SHC	18	15
89-1-A-8	Armario Seccionador 89-1-A/Ø8	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	2 x 1	SHC	25	25
89-1-B-1	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	4 x 2,5	SH	166	155
89-1-B-2	Armario Seccionador 89-1-B/Ø8	Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	150	85
89-1-B-3	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	Armario Seccionador 89-1-B/Ø4	14 x 2,5	SH	15	15
89-1-B-4	Armario Seccionador 89-1-B/Ø4	Armario Seccionador 89-1-B/Ø8	14 x 2,5	SH	10	10
89-1-B-5	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	Armario Seccionador 89-1-B/Ø4	2 x 1	SHC	15	15
89-1-B-6	Armario Seccionador 89-1-B/Ø4	Armario Seccionador 89-1-B/Ø8	2 x 1	SHC	10	10
89-1-F-1	Armario Seccionador 89-1-F	Armario Protecciones Panel 1	4 x 1	SHC	186	114
Metros de media en la posición de línea					<b>2.618 m</b>	

**Tabla 29: Cableado tradicional posición de Línea**



Con la nueva configuración, es decir, una vez colocados los RIOS dentro de las cajas de los seccionadores y los interruptores, la lista de cableado se reduce. Para la posición de transformador y acoplamiento se muestra en la siguiente tabla.

NUMERO	ORIGEN	FINAL	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)	
					máx.	mín.
52-1-6	Caja Centralización Intensidades	Armario Protecciones Panel 1	4 x 6	SH	171	105
52-1-10	Interruptor 52-1	Armario Protecciones Panel 1	4 x 2,5	SH	196	112
52-1-11		Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	196	112
52-1-12		Armario Protecciones Panel 1	4 x 1	SHC	196	112
52-1-13		Armario Protecciones Panel 1	8 x 1	SHC	196	112
52-1-14	Caja Centralización Intensidades	Armario Protecciones Panel 1	2 x 1	SHC	171	105
89-1-A-1	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	167	104
89-1-A-2	Armario Seccionador 89-1-A/Ø8	Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	170	80
89-1-A-5	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	2 x 1	SHC	167	104
89-1-A-6	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	Armario Seccionador 89-1-A/Ø4	2 x 1	SHC	18	15
89-1-A-7	Armario Seccionador 89-1-A/Ø4	Armario Seccionador 89-1-A/Ø8	2 x 1	SHC	18	15
89-1-A-8	Armario Seccionador 89-1-A/Ø8	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	2 x 1	SHC	25	25
89-1-B-1	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	4 x 2,5	SH	166	155
89-1-B-2	Armario Seccionador 89-1-B/Ø8	Armario Protecciones Panel 1	8 x 2,5	SH	150	85
89-1-B-5	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	Armario Seccionador 89-1-B/Ø4	2 x 1	SHC	15	15
89-1-B-6	Armario Seccionador 89-1-B/Ø4	Armario Seccionador 89-1-B/Ø8	2 x 1	SHC	10	10
Metros de media a eliminar en las posiciones de transformador y acoplamiento						<b>1.502 m</b>

**Tabla 30: Cableado a eliminar de las posiciones de Trafo y Acoplamiento**

Para la posición de línea además de los que se eliminan en la posición de trafo o acoplamiento hay que eliminar los siguientes cables:

NUMERO	ORIGEN	FINAL	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)	
					máx.	mín.
89-1-FT-1	Armario Seccionador 89-1-FT	Armario Protecciones Panel 1	4 x 1	SHC	186	114
89-1-F-1	Armario Seccionador 89-1-F	Armario Protecciones Panel 1	4 x 1	SHC	186	114
Metros de media a eliminar en la posición de línea						<b>1.662 m</b>

**Tabla 31: Cableado a eliminar de la posición de Línea**



Pero con la nueva configuración se necesita nuevo cableado para conectarlos nuevos equipos, que en el caso de la posición de transformador y acoplamiento es la que aparece en la siguiente tabla:

NUMERO	ORIGEN	FINAL	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)	
					máx.	mín.
89-1-A-1	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	2 x 2,5	SH	167	104
89-1-B-1	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	Armario Protecciones Panel 1	2 x 2,5	SH	166	155
Alimentación RIOS	Armario Protecciones Panel1	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	2 x 2,5	SH	167	104
	Armario Seccionador 89-1-A/Ø0	Armario Seccionador 89-1-A/Ø4	2 x 2,5	SH	17	17
	Armario Seccionador 89-1-A/Ø4	Armario Seccionador 89-1-A/Ø8	2 x 2,5	SH	13	13
	Armario Seccionador 89-1-A/Ø8	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	2 x 2,5	SH	25	25
	Armario Seccionador 89-1-B/Ø0	Armario Seccionador 89-1-B/Ø4	2 x 2,5	SH	16	16
	Armario Seccionador 89-1-B/Ø4	Armario Seccionador 89-1-B/Ø8	2 x 2,5	SH	14	14
	Armario Seccionador 89-1-B/Ø8	Interruptor 52-1	2 x 2,5	SH	40	38
Metros de media de nuevo cableado en las posiciones de transformador y acoplamiento						<b>517 m</b>

**Tabla 32: Nuevo cableado en la posición de Trafo y Acoplamiento**

Para la posición de línea a demás de los mostrados en la tabla anterior hay que añadir el siguiente nuevo cableado correspondiente al seccionador de línea.

NUMERO	ORIGEN	FINAL	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)	
					máx.	mín.
52-1-14	Caja Centralización Tensiones T/t	Armario Seccionador 89-FT (RIO)	2 x 1	SHC	15	15
89-1-F-1	Armario Seccionador 89-1-F	Armario Seccionador 89-FT (RIO)	4 x 1	SHC	13	13
Alimentación RIOS	Interruptor 52-1	Armario Seccionador 89-1-FT	2 x 2,5	SH	20	20
	Armario Seccionador 89-1-FT	Armario Seccionador 89-1-F	2 x 2,5	SH	13	13
Metros de media de nuevo cableado en las posiciones de transformador y acoplamiento						<b>604 m</b>

**Tabla 33: Nuevo Cableado para la posición de Línea**



Se puede observar que el número de metros de cable cobre que se necesitan con la nueva configuración es mucho menor que en el caso de la disposición tradicional.

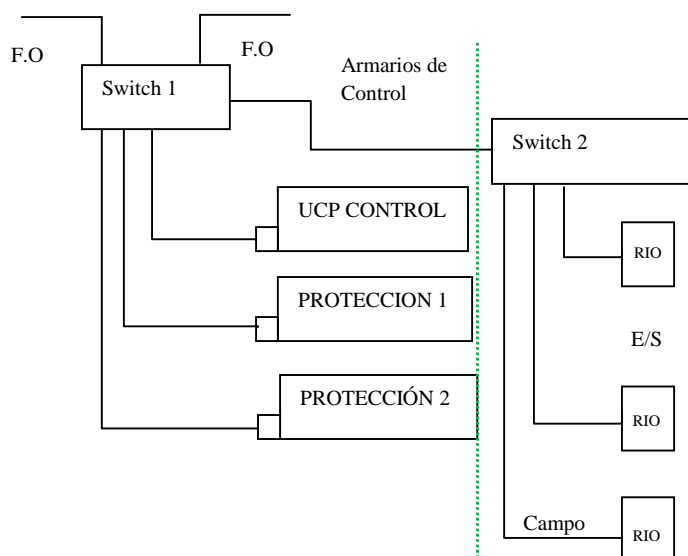
Posición	Cableado Tradicional	Cableado a eliminar	Nuevo Cableado	Cableado con Bus de Campo
Línea	2.618 m	1.662 m	604 m	<b>1.560 m</b>
Trafo	2.318 m	1.502 m	517 m	<b>1.333 m</b>
Acoplamiento	2.318 m	1.502 m	517 m	<b>1.333 m</b>
<b>Subestación 2L+2T+A</b>	<b>12.190 m</b>	<b>7.830 m</b>	<b>2.757 m</b>	<b>7.117 m</b>

**Tabla 34: Cableado Tradicional frente a cableado con Bus de Campo**

En la tabla se observa que el cableado tradicional de media tiene 12.190 metros, mientras que el cableado con el Bus de Campo es de 7.117 metros de media. Esta reducción supone el 58% entre ambas configuraciones que es un porcentaje muy elevado.

### 6.1.3 Conexionado de Comunicaciones

En esta apartado se va a estudiar la conexión de los Buses de Campo con la sala de control. Para ello se necesita cable para transmitir las señales desde la apartamenta del parque hasta la sala de control. Existen dos posibles configuraciones para tirar el cable de fibra óptica en la subestación ambas configuraciones se detallan en las figuras que aparecen a continuación.



**Figura 35: Red de Fibra Óptica Opción 1**

En esta opción se tiene que por cada posición hay que añadir a la configuración un Switch de campo, éste se colocará en la caja del interruptor junto con el RIO que se aloja en él, ya que la caja del interruptor es lo suficientemente grande como para alojar a ambos. El Switch del campo distribuye todas las señales al Switch de la Subestación y este a su vez a los armarios de protección y control.

Con esta configuración se verá reducido el ahorro ya que hay que instalar en la subestación un Switch por posición y esto hará que se encarezca el coste. La gran ventaja que tiene esta configuración es frente a fallos de la red de comunicaciones, ya que esta es mucho más segura y el mantenimiento es más sencillo.



Para las prestaciones que se necesitan en la comunicación entre RIOS y estos con la sala de control, la fibra que se va a seleccionar es la multimodo, ya que con esta cubrimos las necesidades de comunicaciones y no es necesario instalar una fibra monomodo. Las características del cable de fibra óptica y como se distribuye aparecen reflejados en la siguiente tabla.

ORIGEN	FINAL	NUMERO DE FIBRAS	TIPO Y REFERENCIA	LONGITUD (m)
Switch 2	Switch 1	6	LMOAU50X6	200
RIO Interruptor	Switch 2	2	LM-010D5MTPMTP	1
RIO Seccionador 89-1-A/Ø0	Switch 2	6	LMOAU62X6	15
RIO Seccionador 89-1-B/Ø0	Switch 2	6	LMOAU62X6	15
RIO Seccionador 89-1-F	Switch 2	6	LMOAU62X6	15

**Tabla 35: Cable comunicaciones posición de Línea**

Para la posición de Trafo y Acoplamiento se necesitan los siguientes cables de fibra óptica.

ORIGEN	FINAL	NUMERO DE FIBRAS	TIPO Y REFERENCIA	LONGITUD (m)
Switch 2	Switch 1	6	LMOAU50X6	200
RIO Interruptor	Switch 2	2	LM-010D5MTPMTP	1
RIO Seccionador 89-1-A/Ø0	Switch 2	6	LMOAU62X6	15
RIO Seccionador 89-1-B/Ø0	Switch 2	6	LMOAU62X6	15

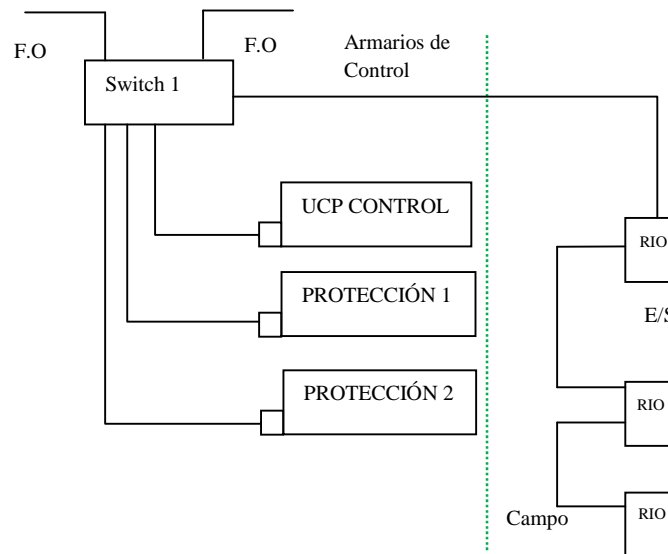
**Tabla 36: Cable comunicaciones posición de Trafo y Acoplamiento**

El fabricante de fibra óptica que se ha escogido es LightMax, su catálogo de cables se puede consultar en su página web[10].

Los conectores que se van a utilizar, para la conexión de la fibra óptica con los RIOS y los Switch entre sí, son los MTRJ. Se necesitan 48 para cada posición de línea y 45 para cada posición de Trafo y Acoplamiento.

Además en esta configuración se necesitan un Switch de campo por cada posición, de los Switch del mercado se ha escogido para ello el Switch de ZIV ZIVERCOM. [11]

La otra posibilidad para comunicar los RIOS es en cascada, con esta configuración se ahorra el Switch de campo. Los RIOS se comunican entre sí y el último RIO será el que se comunique con el Switch de la subestación. En el esquema de la figura se puede observar cómo se comunicarían los RIOS entre sí dentro de cada posición y como se conecta el último RIO con el Switch de la subestación.



**Figura 36: Red IEC Opción 2**

En el ejemplo que se está estudiando se va a considerar un caso extremo, y será que el seccionador de barras A es el que va a estar más cercano a la sala de control en todas las posiciones y además tomaremos como distancia mínima a la sala de control los 200 metros que se han puesto en el caso anterior. En el caso de las distancia entre RIOS dentro del campo se van a considerar todas como que se necesitan un cable de 15 metros de cable de fibra óptica. Las conexiones entre RIOS de las distintas posiciones se muestran a continuación en las siguientes tablas.

ORIGEN	FINAL	NUMERO DE FIBRAS	TIPO Y REFERENCIA	LONGITUD (m)
RIO Seccionador 89-1-A/Ø0	Switch 2	6	LMOAU50X6	200
RIO Seccionador 89-1-F	RIO Interruptor	6	LMOAU62X6	15
RIO Interruptor	RIO Seccionador 89-1-B/Ø0	6	LMOAU62X6	15
RIO Seccionador 89-1-B/Ø0	RIO Seccionador 89-1-A/Ø0	6	LMOAU62X6	15

**Tabla 37: Cable comunicaciones posición de Línea**

Para la posición de Trafo y Acoplamiento se necesitan los siguientes cables de fibra óptica.

ORIGEN	FINAL	NUMERO DE FIBRAS	TIPO Y REFERENCIA	LONGITUD (m)
RIO Seccionador 89-1-A/Ø0	Switch 2	6	LMOAU50X6	200
RIO Interruptor	RIO Seccionador 89-1-B/Ø0	6	LMOAU62X6	15
RIO Seccionador 89-1-B/Ø0	RIO Seccionador 89-1-A/Ø0	6	LMOAU62X6	15
	Switch 2	6	LMOAU62X6	15

**Tabla 38: Cable comunicaciones posición de Trafo y Acoplamiento**



El fabricante de fibra óptica que se ha escogido es LightMax donde su catalogo de cables se puede consultar en su página web[10].

Los conectores que se van a utilizar para la conexión de la fibra óptica con los RIOS y los Switch entre sí son los MTRJ, se requieren 48 para cada posición de línea y 45 para cada posición de trafo y acoplamiento. En esta configuración no se tiene el coste adicional del Switch de campo.

Una vez que se conoce como se conectan, como ha variado la ingeniería, cual es la nueva configuración de la UCP, como varían las entradas y salidas de la misma, y cual son los aparatos que con la norma 61850 no se necesitan en la subestación de modelo. Hay que estudiar como varía el cableado de cobre dentro de la subestación y que nuevas conexiones son necesarias.

En el siguiente apartado se va analizar económicamente la nueva ingeniería se calcularán los nuevos costes y la reducción total de los mismos.





## **6.2 Análisis Económico**

Llegados a este punto del proyecto ya solo queda analizar la solución económicamente. En este apartado se analizará el ahorro que se obtiene al implementar la solución del Bus de Campo de la Norma 61850 y aplicando el RIO de SAC. Con esta configuración y la nueva ingeniería, se calculará el ahorro de material y el ahorro en la mano de obra de cableado de una subestación de 132 kV doble barra con dos posiciones de línea, dos posiciones de transformador y el acoplamiento de las barras.

Con las diferencias vistas en el estudio técnico entre la ingeniería con el Bus de Campo aplicando la norma 61850 y la ingeniería de cableado de cobre tradicional, se va a calcular cual es la diferencia en coste material entre una configuración y otra. Y de esta forma concluir si en cuanto a coste de material hay una diferencia lo suficientemente significativa como para considerar adoptar por dicha configuración en las nuevas construcciones de subestaciones o en las ampliaciones futuras.

Los cálculos se realizarán por posiciones, línea, transformador y acoplamiento y por la subestación entera de dos posiciones de línea, dos posiciones de transformador y el acoplamiento.

### **6.2.1 Aparatos por posición**

Al igual que se ha hecho en el estudio técnico se analizarán que costes se reducen con los aparatos en la nueva configuración técnica y que aparatos han de eliminarse de la configuración tradicional. También se ha visto en el estudio técnico que para implementar la solución que proporciona la Norma IEC 61850 se necesita incorporar nuevos dispositivos a la configuración de la subestación.



### 6.2.1.1 Relés auxiliares

En el estudio técnico se concluyó que con la incorporación de los Buses de Campo se puede eliminar de la ingeniería de la subestación algunos de los relés que con la antigua ingeniería serían necesarios. En la siguiente tabla se muestran el número total de Relés que se eliminan así como el coste total de estos Relés.

POSICION	FUNCION	TIPO Relé	CANTIDAD	Precio €/Ud	Coste
Línea	89-A-1AX	BJ8BB	2	288,28 €	576,56 €
	89-B-2AX				
	27L	RF4R	1	77,19 €	77,19 €
	CM-V	ATU	1	95 €	95 €
Trafo	89-A-1AX	BJ8BB	2	288,28 €	576,56 €
	89-B-2AX				
Acoplamiento	89-A-1AX	BJ8BB	2	288,28 €	576,56 €
	89-B-2AX				
Ahorro Total Relés Subestación 2L+2T+A			3.227,18 €		

Tabla 39: Ahorro en Relés Auxiliares

Al realizar los cálculos se observa que en Relés Auxiliares para una Subestación como la que se ha escogido como modelo se ahorran 3.227,18 € al incorporar el Bus de Campo a la ingeniería de la Subestación.

### 6.2.1.2 Entradas y Salidas Digitales de la UCP.

En el análisis técnico se ha visto que la UCP también se modifica con la nueva configuración de tal forma que disminuyen el número de entradas y salidas digitales y también el número de entradas analógicas. Esta reducción de entrada y salidas supone una reducción en el coste de la UCP. En la siguiente tabla mostramos un resumen de la UCP.

Posición	Tipo de UCP sin RIO	Coste	Tipo de UCP con RIO	Coste	Ahorro
Línea	C+B+3A+MT <sup>1</sup>	4.104,83 €	C+2A	2.683 €	1.421,83 €
Trafo	C+B+3A+MT	4.104,83 €	B+2A+MT	3.213,52 €	891,31 €
Acoplamiento	C+B+3A+MT	4.104,83 €	B+2A+MT	3.213,52 €	891,31 €
<b>Subestación 2L+2T+A</b>		<b>20.524,15</b>		<b>15006,56€</b>	<b>5.517,59€</b>

**Tabla 40: Coste UCP en la Subestación del RIO**

En la tabla anterior se muestra cual es el ahorro en la UCP de la subestación cuando se aplica el Bus de Campo de la norma 61850, ya que pasa de un coste de 20.524,83 € a un coste de 15.006,56 € lo que supone un ahorro del **26,88 %** de reducción en el coste que es más de una cuarta parte.

### 6.2.1.3 Nuevos equipos

Pero para implementar la nueva configuración también hay que introducir nuevos equipos dentro de la subestación. Estos nuevos equipos son los RIOS de SAC y los IED's que necesitan para la nueva lógica de los seccionadores y los interruptores. Esto supondrá un nuevo gasto.

Posición	RIOS	Coste	IEDS	Coste	Coste Total
LINEA	4	1.200 €	1	500 €	1.700 €
TRAFO	3	900 €	1	500 €	1.400 €
ACOPLAMIENTO	3	900 €	1	500 €	1.400 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>17</b>	<b>3.000 €</b>	<b>5</b>	<b>1.500 €</b>	<b>3.500 €</b>

**Tabla 41: Coste de nuevos equipos en la subestación por posición**

En estos apartados se han analizado como varían los equipos dentro de una Subestación doble barra de 132kV/MT de la que se ha hecho el estudio, pero además

<sup>1</sup> Son los tipos de tarjetas que forman parte de la UCP, A, C, B y MT que es la Multitrans



del ahorro de equipos y de la UCP cabe resaltar que esta reducción de materiales implicaría una simplificación en los armarios de control y protección, con menos relés auxiliares, menos bornas, y por lo tanto menos conexionado. Dichos armarios también podrían verse reducidos en tamaño y por lo tanto, en precio. Sólo que en este proyecto no se va a incluir dentro del estudio económico.

## 6.2.2 Cableado

El incorporar el equipo RIO en la propia caja de mando de interruptor y seccionador implica el no tener que cablear sus señales hasta el edificio de control. Esto supone un ahorro no solo en el cableado, sino también en el tiempo del tendido del mismo. Por eso en este apartado se va a calcular el coste del cableado y el tiempo que se emplea en el tendido del mismo.

### 6.2.2.1 Material

En el estudio técnico sea realizado una comparativa de cómo varía el cableado al aplicar el bus de campo a un subestación. Ahora se va a ver qué repercusión tiene esta diferencia en el cableado dentro de los costes de la subestación. También se analizarán los nuevos costes en cableado tanto de cobre como el gasto en cable de fibra óptica que hay que incorporar a la nueva solución.

Lo primero en analizar es cuánto cuesta el cableado en una configuración tradicional. Para ello se tomará como referencia la posición de línea que es la que más cableado tiene y a partir de ella se calculará el coste de la posición de transformador y del acoplamiento. Teniendo en cuenta que en estas dos posiciones no hay seccionador de tres columnas 89F de línea y el seccionador de puesta a tierra 89FT.

También hay que explicar que para el coste de los cables se ha tenido en cuenta la media entre la longitud máxima y mínima, de esta forma se consigue un coste medio para la subestación tipo. Además del coste del cable se ha incluido el precio del tendido del cable y de su conexionado. En las siguientes fórmulas se indica el método de cálculo empleado.

Longitud:

$$Long_{med} = \frac{Long_{m\acute{a}x} + Long_{m\acute{i}n}}{2}$$

Coste Total:

$$Coste_{total} = Long_{med} * Cable + Tendido * Long_{med} + 2 * Conexionado$$



En la siguiente tabla solo se va a conservar el número del cableado para ver su origen y final ir a la **Tabla 29: Cableado tradicional posición de Línea** del aparatado anterior en la que se indican origen y destino del cableado. Se ha conservado la composición del cable así como el tipo de cable ya que influye en el precio del mismo.

NUMERO	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)		CABLE (€/m)	TENDIDO (€/m)	CONEXIONADO (€/extremo cable)	TOTAL
			máx.	mín.				
52-1-1	2 x 6	SH	6	6	1,27	1,50	20,00	56,62 €
52-1-2	6 x 6	SH	178	120	3,25	1,50	20,00	747,75 €
52-1-3	6 x 6	SH	10	10	3,25	1,50	20,00	87,50 €
52-1-4	6 x 6	SH	6	6	3,25	1,50	20,00	68,50 €
52-1-5	6 x 6	SH	10	10	3,25	1,50	20,00	87,50 €
52-1-6	4 x 6	SH	171	105	2,40	1,50	20,00	578,20 €
52-1-7	4 x 6	SH	171	105	2,40	1,50	20,00	578,20 €
52-1-8	4 x 6	SH	171	105	2,40	1,50	20,00	578,20 €
52-1-9	4 x 2,5	SH	196	112	1,08	1,50	20,00	437,32 €
52-1-10	4 x 2,5	SH	196	112	1,08	1,50	20,00	437,32 €
52-1-11	8 x 2,5	SH	196	112	1,99	1,50	20,00	577,46 €
52-1-12	4 x 1	SHC	196	112	1,61	1,50	20,00	518,94 €
52-1-13	8 x 1	SHC	196	112	2,37	1,50	20,00	635,98 €
52-1-14	2 x 1	SHC	171	105	1,00	1,50	20,00	385,00 €
89-1-A-1	8 x 2,5	SH	167	104	1,99	1,50	20,00	512,90 €
89-1-A-2	8 x 2,5	SH	170	80	1,99	1,50	20,00	476,25 €
89-1-A-3	14 x 2,5	SH	18	15	3,33	1,50	20,00	119,70 €
89-1-A-4	14 x 2,5	SH	18	15	3,33	1,50	20,00	119,70 €
89-1-A-5	2 x 1	SHC	167	104	1,00	1,50	20,00	378,75 €
89-1-A-6	2 x 1	SHC	18	15	1,00	1,50	20,00	81,25 €
89-1-A-7	2 x 1	SHC	18	15	1,00	1,50	20,00	81,25 €
89-1-A-8	2 x 1	SHC	25	25	1,00	1,50	20,00	102,50 €
89-1-B-1	4 x 2,5	SH	166	155	1,08	1,50	20,00	454,09 €
89-1-B-2	8 x 2,5	SH	150	85	1,99	1,50	20,00	450,08 €
89-1-B-3	14 x 2,5	SH	15	15	3,33	1,50	20,00	112,45 €
89-1-B-4	14 x 2,5	SH	10	10	3,33	1,50	20,00	88,30 €



89-1-B-5	2 x 1	SHC	15	15	1,00	1,50	20,00	77,50 €
89-1-B-6	2 x 1	SHC	10	10	1,00	1,50	20,00	65,00 €
89-1-F-1	4 x 1	SHC	186	114	1,61	1,50	20,00	506,50 €
89-1-FT-1	4 x 1	SHC	186	114	1,61	1,50	20,00	506,50 €
<b>Total Coste Cableado Tradicional Posición de Línea</b>								<b>9.907,19 €</b>

Tabla 42: Coste de Cableado por posición de línea configuración tradicional

Para calcular el coste de la posición de transformador y de acoplamiento solo hay que restar el coste de los cables 89-1-F-1 y 89-1-FT-1, así queda que el coste del cableado en la disposición tradicional es el que aparece en la siguiente tabla.

Posición	Coste Total Cableado
Línea	9.907,19 €
Trafo	8.894,19 €
Acoplamiento	8.894,19 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>46.496,95 €</b>

Tabla 43: Coste de Cableado para la Subestación configuración tradicional

Como se vio en el estudio técnico con la nueva configuración se elimina parte de este cableado tradicional al igual que en el caso anterior, se coge como referencia el cableado a eliminar de la posición de línea y a partir de esta se calcula el ahorro de coste de la posición de transformador y acoplamiento. En esta tabla no se incluirá el inicio y el final del cableado conservando el número del cable. Para consultar el inicio y final del cable consultar la **Tabla 31: Cableado a eliminar de la posición de Línea** del estudio técnico.

NUMERO	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)		CABLE (€m)	TENDIDO (€m)	CONEXIONADO (€extremo cable)	TOTAL
			máx.	mín.				
52-1-6	4 x 6	SH	171	105	2,40	1,50	20,00	578,20 €
52-1-10	4 x 2,5	SH	196	112	1,08	1,50	20,00	437,32 €
52-1-12	4 x 1	SHC	196	112	1,61	1,50	20,00	518,94 €
52-1-13	8 x 1	SHC	196	112	2,37	1,50	20,00	635,98 €
52-1-14	2 x 1	SHC	171	105	1,00	1,50	20,00	385,00 €
89-1-A-1	8 x 2,5	SH	167	104	1,99	1,50	20,00	512,90 €
89-1-A-2	8 x 2,5	SH	170	80	1,99	1,50	20,00	476,25 €
89-1-A-5	2 x 1	SHC	167	104	1,00	1,50	20,00	378,75 €
89-1-A-6	2 x 1	SHC	18	15	1,00	1,50	20,00	81,25 €
89-1-A-7	2 x 1	SHC	18	15	1,00	1,50	20,00	81,25 €
89-1-A-8	2 x 1	SHC	25	25	1,00	1,50	20,00	102,50 €
89-1-B-1	4 x 2,5	SH	166	155	1,08	1,50	20,00	454,09 €



## Nueva Configuración para Adquisición Remota de Información en los Sistemas de Control y Protección Digitales en Subestaciones de Alta y muy Alta Tensión

89-1-B-2	8 x 2,5	SH	150	85	1,99	1,50	20,00	450,08 €
89-1-B-5	2 x 1	SHC	15	15	1,00	1,50	20,00	77,50 €
89-1-B-6	2 x 1	SHC	10	10	1,00	1,50	20,00	65,00 €
89-1-F-1	4 x 1	SHC	186	114	1,61	1,50	20,00	506,50 €
89-1-FT-1	4 x 1	SHC	186	114	1,61	1,50	20,00	506,50 €
<b>Total Coste Cableado a eliminar de Tradicional Posición de Línea</b>								<b>6.290,50 €</b>

**Tabla 44: Coste de Cableado a eliminar posición de línea**

Para calcular el coste de la posición de transformador y de acoplamiento solo queda restar el coste de los cables 89-1-F-1 y 89-1-FT-1, así el coste del cableado a eliminar en la disposición tradicional cableando las señales de los interruptores y los seccionadores para la subestación modelo es el que aparece en la siguiente tabla.

Posición	Coste Total Cableado
Línea	6.290,50 €
Trafo	5.277,50 €
Acoplamiento	5.277,50 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>28.413,50</b>

**Tabla 45: Coste de Cableado a eliminar en Subestación**

Ya se conoce que cableado se va eliminar y que coste se ahorra al eliminar este cableado. Pero como se vio en el estudio técnico con la nueva configuración es necesario añadir nuevo cableado de cobre para la alimentación de los RIOS. Por ello el nuevo cableado a añadir a las posiciones de transformador y acoplamiento es la que aparece en la siguiente tabla.

NUMERO	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)		CABLE (€m)	TENDIDO (€m)	CONEXIONADO (€extremo cable)	TOTAL
			máx.	min				
89-1-A-1	2 x 2,5	SH	167	104	0,65	1,50	20,00	331,33 €
89-1-B-1	2 x 2,5	SH	166	155	0,65	1,50	20,00	385,08 €
Alimentación RIOS	2 x 2,5	SH	167	104	0,65	1,50	20,00	331,33 €
	2 x 2,5	SH	17	17	0,65	1,50	20,00	76,55 €
	2 x 2,5	SH	13	13	0,65	1,50	20,00	67,95 €
	2 x 2,5	SH	25	25	0,65	1,50	20,00	93,75 €
	2 x 2,5	SH	16	16	0,65	1,50	20,00	74,40 €
	2 x 2,5	SH	14	14	0,65	1,50	20,00	70,10 €
	2 x 2,5	SH	40	38	0,65	1,50	20,00	123,85 €
<b>Total Coste Cableado Nuevo en la posición de Trafo y Acoplamiento</b>								<b>1.554,33 €</b>

**Tabla 46: Coste de Cableado Nuevo posición Trafo y Acoplamiento**





Para la posición de línea además de los cables se muestran en la tabla anterior hay que añadir los de la siguiente tabla.

NUMERO	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)		CABLE (€m)	TENDIDO (€m)	CONEXIONADO (€extremo cable)	TOTAL
			máx.	min				
52-1-14	2 x 1	SHC	15	15	0,65	1,50	20,00	77,50 €
89-1-F-1	4 x 1	SHC	13	13	0,65	1,50	20,00	80,43 €
Alimentación RIOS	2 x 2.5	SH	20	20	0,65	1,50	20,00	83,00 €
	2 x 2.5	SH	13	13	0,65	1,50	20,00	67,95 €
<b>Total Coste Cableado Nuevo en la posición de Línea</b>								<b>1863,21 €</b>

**Tabla 47: Coste de Cableado Nuevo posición de Línea**

Ahora se va a resumir cual es el coste del cableado nuevo para la subestación tipo.

Posición	Coste Total Cableado
Línea	1863,21 €
Trafo	1.554,33 €
Acoplamiento	1554,33 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>8389,39 €</b>

**Tabla 48: Coste de Cableado nuevo en Subestación**

Se han calculado todos los costes de cableado de la nueva configuración del parque aplicando el Bus de Campo en la siguiente tabla se puede observar cual es el coste real una vez implementado el nuevo sistema de captación de datos.

Coste	Coste Total Cableado
Coste tradicional	+ 46.496,95 €
Coste a eliminar	- 28.413,50
Nuevo coste	+ 8389,39 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>26.472,84 €</b>

**Tabla 49: Nuevo Coste Cableado Subestación**

Con la aplicación de la norma 61850 para el Bus de Campo se ha pasado de un coste en cableado de cobre de 46.496,95 € a un coste de 26.472,84 € lo que supone un ahorro de **43.07 %**. Que supone un ahorro considerable a la hora de realizar una subestación completa.



### 6.2.2.2 TIEMPOS

Con la nueva configuración se consigue ahorro en el material que empleamos para cablear, y además reducimos el tiempo de montaje en el cableado. El ahorro significativo se encuentra sobre todo en el tendido de los cables y en el conexionado. En las tablas siguientes se va a comprobar por posición que tiempo se reduce tanto con el conexionado como con el enrutador de los cables.

La primera posición que se va a analizar es la posición de línea, en las tablas aparece el número del cable, la longitud y las propiedades de este. El tiempo de cableado varía según sea el tipo de cable y por ello se han incluido estas propiedades, para ver todas las propiedades del cable consultar el estudio técnico de este proyecto concretamente la **Tabla 29: Cableado tradicional posición de Línea.**

Al igual que en el caso del coste del cableado se ha tomado la longitud media del cable para calcular el tiempo de cableado. Las siguientes fórmulas son las que se han empleado para la obtención de dicho tiempo.

Longitud:

$$Long_{med} = \frac{Long_{m\acute{a}x} + Long_{m\acute{i}n}}{2}$$

Tiempo Total:

$$Tiempo_{total} = Long_{med} * Cable + n * Terminales$$

NUMERO	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)		CABLE (h/m)	TERMINALES (h/ud)	TOTAL (h)
			máx.	mín.			
52-1-1	2 x 6	SH	6	6	0,069	0,031	0,48
52-1-2	6 x 6	SH	178	120	0,075	0,031	11,36
52-1-3	6 x 6	SH	10	10	0,075	0,031	0,94
52-1-4	6 x 6	SH	6	6	0,075	0,031	0,64
52-1-5	6 x 6	SH	10	10	0,075	0,031	0,94
52-1-6	4 x 6	SH	171	105	0,069	0,031	9,65
52-1-7	4 x 6	SH	171	105	0,069	0,031	9,65
52-1-8	4 x 6	SH	171	105	0,069	0,031	9,65
52-1-9	4 x 2,5	SH	196	112	0,044	0,025	6,88
52-1-10	4 x 2,5	SH	196	112	0,044	0,025	6,88
52-1-11	8 x 2,5	SH	196	112	0,064	0,025	10,06



52-1-12	4 x 1	SHC	196	112	0,044	0,025	6,88
52-1-13	8 x 1	SHC	196	112	0,064	0,025	10,06
52-1-14	2 x 1	SHC	171	105	0,044	0,025	6,12
89-1-A-1	8 x 2,5	SH	167	104	0,064	0,025	8,87
89-1-A-2	8 x 2,5	SH	170	80	0,064	0,025	8,20
89-1-A-3	14 x 2,5	SH	18	15	0,104	0,025	2,07
89-1-A-4	14 x 2,5	SH	18	15	0,104	0,025	2,07
89-1-A-5	2 x 1	SHC	167	104	0,044	0,025	6,01
89-1-A-6	2 x 1	SHC	18	15	0,044	0,025	0,78
89-1-A-7	2 x 1	SHC	18	15	0,044	0,025	0,78
89-1-A-8	2 x 1	SHC	25	25	0,044	0,025	1,15
89-1-B-1	4 x 2,5	SH	166	155	0,044	0,025	7,16
89-1-B-2	8 x 2,5	SH	150	85	0,064	0,025	7,72
89-1-B-3	14 x 2,5	SH	15	15	0,104	0,025	1,91
89-1-B-4	14 x 2,5	SH	10	10	0,104	0,025	1,39
89-1-B-5	2 x 1	SHC	15	15	0,044	0,025	0,71
89-1-B-6	2 x 1	SHC	10	10	0,044	0,025	0,49
89-1-F-1	4 x 1	SHC	186	114	0,044	0,025	6,70
89-1-FT-1	4 x 1	SHC	186	114	0,044	0,025	6,70
<b>Total Tiempo de Cableado tradicional en la posición de Línea</b>							<b>152,85 h</b>

Tabla 50: Tiempo de Cableado Tradicional posición de Línea

Para calcular el tiempo de conexonado y tendido de la posición de transformador y de acoplamiento se resta el tiempo de los cables 89-1-F-1 y 89-1-FT-1, así queda que el tiempo del cableado en la disposición tradicional, cableando las señales de los interruptores y los seccionadores para la subestación es el que aparece en la siguiente tabla.

Posición	Tiempo Total Cableado
Línea	152,85 h
Trafo	139,45 h
Acoplamiento	139,45 h
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>724,05 h</b>

Tabla 51: Tiempo de Cableado para la Subestación configuración tradicional



Una vez analizado el tiempo medio que se emplea en cablear un subestación tradicional, ahora se va a ver qué tiempo se ahorra con la sustitución del cableado y que tiempo se emplea en cablear los nuevos cables que se necesitan añadir cuando se instalan los RIOS dentro de las cajas de los equipos.

En la siguiente tabla se expresan los tiempos de los cables que se van a eliminar de la configuración, al igual que el caso anterior se ha eliminado el inicio y el final del cableado para consultar ir a la **Tabla 31: Cableado a eliminar de la posición de Línea** del estudio técnico de este proyecto.

NUMERO	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)		CABLE (h/m)	TERMINALES (h/ud)	TOTAL (h)
			máx.	mín.			
52-1-6	4 x 6	SH	171	105	0,069	0,031	9,65
52-1-10	4 x 2,5	SH	196	112	0,044	0,025	6,88
52-1-12	4 x 1	SHC	196	112	0,044	0,025	6,88
52-1-13	8 x 1	SHC	196	112	0,064	0,025	10,06
52-1-14	2 x 1	SHC	171	105	0,044	0,025	6,87
89-1-A-1	8 x 2,5	SH	167	104	0,064	0,025	8,77
89-1-A-2	8 x 2,5	SH	170	80	0,064	0,025	8,20
89-1-A-5	2 x 1	SHC	167	104	0,044	0,025	6,01
89-1-A-6	2 x 1	SHC	18	15	0,044	0,025	0,78
89-1-A-7	2 x 1	SHC	18	15	0,044	0,025	0,78
89-1-A-8	2 x 1	SHC	25	25	0,044	0,025	1,15
89-1-B-1	4 x 2,5	SH	166	155	0,044	0,025	7,16
89-1-B-2	8 x 2,5	SH	150	85	0,064	0,025	7,72
89-1-B-5	2 x 1	SHC	15	15	0,044	0,025	0,71
89-1-B-6	2 x 1	SHC	10	10	0,044	0,025	0,49
89-1-F-1	4 x 1	SHC	186	114	0,044	0,025	6,70
89-1-FT-1	4 x 1	SHC	186	114	0,044	0,025	6,70
<b>Total Tiempo Cableado a eliminar de Tradicional Posición de Línea</b>							<b>95,49 h</b>

**Tabla 52: Tiempo de Cableado a eliminar posición de línea**

Para calcular el tiempo de la posición de transformador y de acoplamiento se resta el tiempo de los cables 89-1-F-1 y 89-1-FT-1, así queda que el tiempo del cableado a eliminar en la nueva configuración para la subestación tipo aparece en la siguiente tabla.



Posición	Tiempo Total Cableado
Línea	95,49 h
Trafo	82,09 h
Acoplamiento	82,09 h
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>437,25 h</b>

**Tabla 53: Tiempo de Cableado a eliminar en Subestación**

Como se concluyó en el estudio técnico con la nueva configuración es necesario añadir nuevo cableado de cobre para la alimentación de los RIOS. Por ello el tiempo de montaje del nuevo cableado de las posiciones de transformador y acoplamiento es la que aparece en la siguiente tabla.

NUMERO	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)		CABLE (h/m)	TERMINALES (h/ud)	TOTAL (h)
			máx.	min			
89-1-A-1	2 x 2,5	SH	167	104	0,044	0,025	6,01
89-1-B-1	2 x 2,5	SH	166	155	0,044	0,025	7,11
Alimentación RIOS	2 x 2,5	SH	167	104	0,044	0,025	6,01
	2 x 2,5	SH	17	17	0,044	0,025	0,80
	2 x 2,5	SH	13	13	0,044	0,025	0,62
	2 x 2,5	SH	25	25	0,044	0,025	1,15
	2 x 2,5	SH	16	16	0,044	0,025	0,75
	2 x 2,5	SH	14	14	0,044	0,025	0,67
	2 x 2,5	SH	40	38	0,044	0,025	1,77
<b>Total Tiempo Cableado Nuevo en la posición de Trafo y Acoplamiento</b>							<b>24.89 h</b>

**Tabla 54: Tiempo de Cableado Nuevo posición Trafo y Acoplamiento**

Para la posición de línea además de los tiempos mostrados en la tabla anterior hay que añadir los que se muestran en la siguiente tabla.

NUMERO	COMPOSICION (n x mm2)	TIPO	LONGITUD (m)		CABLE (h/m)	TERMINALES (h/ud)	TOTAL (h)
			máx.	min			
52-1-14	2 x 1	SHC	15	15	0,044	0,025	0,71
89-1-F-1	4 x 1	SHC	13	13	0,044	0,025	0,67
Alimentación RIOS	2 x 2,5	SH	20	20	0,044	0,025	0,93
	2 x 2,5	SH	13	13	0,044	0,025	0,62
<b>Total Tiempo Cableado Nuevo en la posición de Línea</b>							<b>27.83 h</b>

**Tabla 55: Tiempo de Cableado Nuevo posición de Línea**



Ahora se va a resumir cual es el tiempo del cableado nuevo para la subestación tipo.

Posición	Tiempo Total Cableado
Línea	27,83 h
Trafo	24,89 h
Acoplamiento	24,89 h
<b><i>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</i></b>	<b><i>130.33h</i></b>

**Tabla 56: Tiempo de Cableado nuevo en Subestación**

Una vez se han calculado todos los tiempos solo queda realizar el cálculo para la subestación de doble barra con las posiciones descritas. Estos tiempos se resumen en la tabla siguiente.

Tiempo	Tiempo Total Cableado
Tiempo tradicional	+ 724,05 h
Tiempo a eliminar	-437,25 h
Nuevo tiempo	+ 130.33h
<b><i>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</i></b>	<b><i>417,13 h</i></b>

**Tabla 57: Nuevo Tiempo Cableado Subestación**

Aplicando el Bus de Campo de la Norma 61850 el ahorro de tiempo de cableado es del 42,39 % lo que significa, que no solo se consigue un ahorro en costes de material, sino que además se añade un ahorro en coste de mano de obra y una reducción del tiempo de puesta en servicio de la subestación ya que se reduce el tiempo de cableado sustancialmente. Lo que confiere una gran ventaja a la aplicación del Bus de Campo dentro de las subestaciones.



### 6.2.3 Cableado de Comunicaciones.

En el estudio técnico se han analizado dos alternativas para comunicar los RIOS con la sala de control y entre ellos. En este apartado se estudiará el coste de ambas alternativas y cuál es la que finalmente se puede aplicar dentro de la subestación. Lo primero que se va a ver es que precio tiene tanto la fibra óptica con sus conectores MTRJ y el tendido de los cables de fibra óptica que se van a utilizar. Además del Switch de campo que se coloca en la caja del interruptor.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	Nº FIBRAS/ TIPO	REFERENCIA	METROS	€/m	€/UNIDAD	€/TOTAL
Manguera de campo a sala de control	1	6	LMOAU50X6	200	0,80 €	160€	<b>160,00 €</b>
Manguera concentración campo	3	6	LMOAU62X6	15	0,82 €	12,30 €	<b>36,90 €</b>
Conector MTRJ en manguera	48	CONECTOR MTRJ	LM-CMTPD2	-	-	2,00 €	<b>96,00 €</b>
Latiguillos	1	1M	LM-010D5MTPMTP	1	6,10 €	6,10 €	<b>6,10 €</b>
SWITCH	1		ZIVERCOM			690,00 €	<b>690,00 €</b>
Tendido	200		tendido - man		1,50 €	1,50 €	<b>300,00 €</b>
Tendido	45		tendido - conc		1,50 €	1,50 €	<b>67,50 €</b>
<b>Coste Total</b>							<b>1.356,50 €</b>

**Tabla 58: Coste de la Configuración con Switch de Campo posición de Línea**



## Nueva Configuración para Adquisición Remota de Información en los Sistemas de Control y Protección Digitales en Subestaciones de Alta y muy Alta Tensión

Después de analizar la fibra óptica para la posición de línea corresponde hacer lo mismo con las posiciones de transformador y acoplamiento, los precios de los cables de ambas posiciones están reflejados en la siguiente tabla.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	Nº FIBRAS/ TIPO	REFERENCIA	METROS	€/m	€/UNIDAD	€/TOTAL
Manguera de campo a sala de control	1	6	LMOAU50X6	200	0,80 €	160 €	<b>160,00 €</b>
Manguera concentración campo	2	6	LMOAU62X6	15	0,82 €	12,30 €	<b>24,60 €</b>
Conector MTRJ en manguera	36	CONECTOR MTRJ	LM-CMTPD2	-	-	2,00 €	<b>72,00 €</b>
Latiguillos	1	2	LM-010D5MTPMTP	1	6,10 €	6,10 €	<b>6,10 €</b>
SWITCH	1		ZIVERCOM			690,00 €	<b>690,00 €</b>
Tendido	200		tendido - man		1,50 €	1,50 €	<b>300,00 €</b>
Tendido	30		tendido - conc		1,50 €	1,50 €	<b>45,00 €</b>
<b>Coste Total</b>							<b>1.297,70 €</b>

**Tabla 59: Coste de la Configuración con Switch de Campo posición de Trafo y Acoplamiento**

El coste total de la fibra óptica en el caso de esta configuración está calculado en la tabla siguiente.

Posición	Coste Total Cableado
Línea	1.356,50 €
Trafo	1.297,70 €
Acoplamiento	1.297,70 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>6.606,10 €</b>

**Tabla 60: Coste de Cableado comunicaciones en Subestación**

El coste de la fibra óptica junto con el Switch de campo para las subestación completa es de 6.606,10 €





Ahora se va analizar los mismos costes para el cable de fibra óptica teniendo en cuenta la segunda configuración, en la que ponemos los RIOS en cascada y se prescinde del Switch de Campo.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	Nº FIBRAS/ TIPO	REFERENCIA	METROS	€/m	€/UNIDAD	€/TOTAL
Manguera de campo a sala de control	1	6	LMOAU50X6	200	0,80 €	160	160,00 €
Manguera concentración campo	3	6	LMOAU62X6	15	0,82 €	12,30 €	36,90 €
Conector MTRJ en manguera	48	CONECTOR MTRJ	LM-CMTPD2	-	-	2,00 €	96,00 €
Tendido	200		tendido - man		1,50 €	1,50 €	300,00 €
Tendido	45		tendido - conc		1,50 €	1,50 €	67,50 €
<b>Coste Total</b>							<b>660,40 €</b>

**Tabla 61: Coste de la Configuración sin Switch de Campo posición de Línea**

Después de analizar los costes para la línea hay que hacer lo propio con los costes de fibra óptica de las otras dos posiciones.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	Nº FIBRAS/ TIPO	REFERENCIA	METROS	€/m	€/UNIDAD	€/TOTAL
Manguera de campo a sala de control	1	6	LMOAU50X6	200	0,80 €	160	160,00 €
Manguera concentración campo	2	6	LMOAU62X6	15	0,82 €	12,30 €	24,60 €
Conector MTRJ en manguera	36	CONECTOR MTRJ	LM-CMTPD2	-	-	2,00 €	72,00 €
Tendido	200		tendido - man		1,50 €	1,50 €	300,00 €
Tendido	30		tendido - conc		1,50 €	1,50 €	45,00 €
<b>Coste Total</b>							<b>601,60 €</b>

**Tabla 62: Coste de la Configuración sin Switch de Campo posición de Trafo y Acoplamiento**

El coste total del cable de fibra óptica para las comunicaciones de los RIOS en la subestación teniendo en cuenta la segunda configuración con esto en cascada se expresa en la siguiente tabla.

Posición	Coste Total Cableado
Línea	660,40 €
Trafo	601,60 €
Acoplamiento	601,60 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>3.125,60 €</b>

**Tabla 63: Coste de Cableado comunicaciones en Subestación**

Al calcular los costes del cableado con las dos opciones se observa que la opción con el Switch de campo es un 47 % más cara que si se colocan los RIOS en cascada y los se comunican mediante cable de fibra óptica con el Switch de la Subestación. Con la primera opción se gana en seguridad, ya que con la opción del



Switch de campo si falla uno de los RIOS no dejan de funcionar los demás, mientras que con la segunda opción en la que no se tienen el Switch de campo si falla unos de los RIOS los demás aguas arriba dejarán de funcionar. Y por tanto con la primera configuración es más sencillo de controlar las faltas que con la primera opción.

Por ello se va a calcular los costes totales y el ahorro total con la dos configuraciones para tener dos opciones de montaje, una con más altas prestaciones pero un poco más cara y la otra con menores prestaciones (aunque igualmente válida) pero una coste menor.

#### 6.2.4 Análisis del Ahorro para una subestación DB 132kV (2L+2T+A)

Una vez que se han analizado todos los costes que supone la incorporación del Bus de Campo a una subestación cuando se le aplica la norma 61850, se analizarán los costes completos de esta configuración y se calculará cual es el ahorro total.

Los coste que se han calculado anteriormente son sólo los que se ven implicados con la nueva configuración, los demás costes no se han incluido porque no cambian con la nueva configuración (la obra civil se puede ver alterada con esta nueva configuración dado la disminución de cableado y por tanto el número de zanjas de cables será menor. Pero no es objeto de este proyecto analizar estos costes).

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los costes que se ven implicados con esta nueva configuración. Estos costes con los que se tendrían si no se aplica el Bus de Campo, es decir con la configuración tradicional.

	CABLE	APARATOS	UCP	TOTALES
LINEA	9.907,19 €	748,75 €	4.104,83 €	14.760,77 €
TRAFO	8.894,19 €	576,56 €	4.104,83 €	13.575,58 €
ACOPLAMIENTO	8.894,19 €	576,56 €	4.104,83 €	13.575,58 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>46.496,95 €</b>	<b>3.227,18 €</b>	<b>20.524,15 €</b>	<b>70.248,28 €</b>

Tabla 64: Coste anteriores de una Subestación

Los nuevos costes que se tiene la subestación una vez que se han aplicado el Bus Campo de la norma 61850 son los que aparecen en la siguiente tabla, estos costes son si la se aplica la configuración del Switch de Campo.

	CABLE	APARTOS	UCP	CABLE COMUNICACIONES	TOTALES
LINEA	6.290,5 €	1.700 €	2.683,00 €	1.356,50 €	12.030,00 €
TRAFO	5.277,5 €	1.400 €	3.213,52 €	1.297,70 €	11.188,72 €
ACOPLAMIENTO	5.277,5 €	1.400 €	3.213,52 €	1.297,70 €	11.188,72 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>28413,5 €</b>	<b>7.600 €</b>	<b>15.006,56 €</b>	<b>6.606,10 €</b>	<b>66.015,55 €</b>

Tabla 65: Coste Bus de Campo de una Subestación con Switch de Campo



Los costes que aparecen en la siguiente tabla son si se aplica la configuración con los RIOS en cascada sin el Switch de Campo.

	CABLE	APARTOS	UCP	CABLE COMUNICACIONES	TOTALES
LINEA	6.290,5 €	1.700 €	2.683,00 €	660,40 €	13516,65 €
TRAFO	5.277,5 €	1.400 €	3.213,52 €	601,60 €	12208,72 €
ACOPLAMIENTO	5.277,5 €	1.400 €	3.213,52 €	601,60 €	12208,72 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>28413,5 €</b>	<b>7.600 €</b>	<b>15.006,56 €</b>	<b>3125,60 €</b>	<b>62535,05 €</b>

Tabla 66: Coste Bus de Campo de una Subestación sin Switch de Campo

El ahorro que se tiene respecto de la configuración tradicional con la configuración del Switch de Campo son los siguientes.

	CABLE	APARTOS	UCP	CABLE COMUNICACIONES	TOTALES
LINEA	3.616,69 €	- 951,25 €	1.421,83 €	-1.356,50 €	2.730,77 €
TRAFO	3.616,69 €	- 823,44 €	891,31 €	-1.297,70 €	2.386,86 €
ACOPLAMIENTO	3.616,69 €	- 823,44 €	891,31 €	-1.297,70 €	2.386,86 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>18.083,45 €</b>	<b>- 4.372,82 €</b>	<b>5.517,59 €</b>	<b>-6.606,10 €</b>	<b>12.622,12 €</b>

Tabla 67: Ahorro de Coste Bus de Campo de una Subestación con Switch de Campo

El ahorro obtenido sin el Switch de Campo es el siguiente.

	CABLE	APARTOS	UCP	CABLE COMUNICACIONES	TOTALES
LINEA	3.616,69 €	- 951,25 €	1.421,83 €	-660,40 €	3.426,87 €
TRAFO	3.616,69 €	- 823,44 €	891,31 €	-601,60 €	3.082,96 €
ACOPLAMIENTO	3.616,69 €	- 823,44 €	891,31 €	-601,60 €	3.082,96 €
<b>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</b>	<b>18.083,45 €</b>	<b>- 4.372,82 €</b>	<b>5.517,59 €</b>	<b>-3125,60 €</b>	<b>16.102,62 €</b>

Tabla 68: Ahorro de coste Bus de Campo de una Subestación sin el Switch de Campo

Con ambas configuraciones se tiene una reducción del coste, con la primera si se coloca el Switch de campo en cada una de las posiciones existe un ahorro de 12.622,12 €, y si no se colocan los Switches en el parque el ahorro aumenta hasta los 16.102,62 €



El ahorro expresado en tanto por ciento para ambas configuraciones y expresado por posición y por tipo de material se puede ver en la siguiente tabla.

	CABLE %	APARATOS %	UCP%	TOTALES SWITCH % CON	TOTALES SIN SWITCH %
LINEA	36,51	-78,71	34,64	19	23
TRAFO	40,66	-70,02	21,71	18	23
ACOPLAMIENTO	40,66	-70,02	21,71	18	23
<b><i>SUBESTACIÓN (2L+2T+A)</i></b>	<b><i>38,89 %</i></b>	<b><i>-73,80 %</i></b>	<b><i>26,88 %</i></b>	<b><i>18 %</i></b>	<b><i>23 %</i></b>

**Tabla 69: Ahorro de coste Bus de Campo de una Subestación en %**

En la tabla anterior se puede apreciar que con ambas configuraciones existe ahorro con respecto a la ingeniería tradicional con cable de cobre. La solución de colocar un Switch de comunicaciones en el campo se obtiene un ahorro del 18% mientras que si no se colocan los Swiches se alcanza el 23%. Lo que supone un ahorro muy importante en términos generales. En la tabla anterior se puede observar que el ahorro en cable de cobre casi es del 40% y que todos de los gastos que se generan con la colocación de los RIOS y la implantación del Bus de Campo los absorbe el ahorro que se obtiene con el cable de cobre.

La diferencia de ahorro de costes entre la solución de con y sin Switch de campo es muy pequeña de un 5%. La elección entre adoptar la solución con el Switch de campo o no, dependerá de si lo que se necesita es aumentar el ahorro o si se opta por reducir el ahorro y aumentar las prestaciones técnicas. Tanto la solución de Switch de campo como la de instalar los RIOS en cascada son validas técnicamente y con ambas soluciones se tiene un ahorro en costes y en instalación. La solución con Switch de campo además proporciona mayor seguridad y es más sencilla de mantener por eso en este proyecto se recomienda que la instalación que se realice sea esta, pero queda abierta la elección.



## 7 Presupuesto

El estudio de este proyecto ya lleva implícito el coste de la instalación y desglosados todos los costes que influirían en la realización de la instalación del Bus de Campo están incluidos todos los costes tanto del cableado como de los aparatos o la fibra óptica. Entonces se ha decidido presupuestar lo que ha costado la realización de este proyecto ya que el presupuesto de la instalación lo podríamos encontrar en las tablas resumen **Tabla 65: Coste Bus de Campo de una Subestación con Switch de Campo**, si se trata de la configuración con Switch de Campo o en la **Tabla 66** si lo que queremos es ver el coste de la instalación sin Switch de Campo.

En este presupuesto se va a analizar cuantas horas se ha empleado en el estudio y realización de este estudio y añadiremos el coste de la Norma 61850.

<i><b>Concepto</b></i>	<i><b>Horas Hombre</b></i>	<i><b>€/h</b></i>	<i><b>Coste</b></i>
<i>Norma IEC 61850</i>			1.990 €
<i>Estudio de Prerrequisitos del Sistema</i>	40	30	1.200 €
<i>Estudio de Protocolos Industriales</i>	160	30	4.800 €
<i>Estudio de la Norma 61850</i>	160	30	4.800 €
<i>Búsqueda de fabricantes y equipos</i>	40	30	1.200 €
<i>Búsqueda de Cableado de Fibra óptica</i>	8	30	240 €
<i>Análisis técnico de la solución</i>	200	30	6.000 €
<i>Análisis económico de la solución</i>	200	30	6.000 €
<i>Realización de Planos</i>	200	30	6.000 €
<i>Coste Total de Proyecto</i>	928		<b>32.230 €</b>

**Tabla 70: Presupuesto del Proyecto**



## 8 Conclusiones

La introducción del Bus de Campo mediante los equipos RIO seleccionados, acarrea a su vez una serie de modificaciones en el proceso completo de un proyecto de subestación eléctrica, de acuerdo con:

### *a) Ingeniería*

Con la aplicación del Bus de campo dentro de la subestación se reduce el número de planos eléctricos de interconexión a realizar ya que simplifica notablemente el cableado y conexionado de la subestación.

Adicionalmente, dado que las señales de los elementos de campo se envían por comunicaciones, los posibles cambios en las lógicas de bloqueos etc., son fácilmente modificables, sin que con ellos sea preciso cambiar los planos eléctricos.

### *b) Montaje*

El montaje de la subestación se ve modificado y simplificado ya que reducimos el número de relés de auxiliares y repetidores de señal dentro de los armarios y se puede reducir incluso el tamaño de los armarios de protecciones.

### *c) Cableado*

Es el ahorro más significativo de toda la ingeniería de la subestación tanto en coste como en tiempo de montaje. Se reduce el número de cables de control a llevar por las zanjas, y se reduce enormemente el número de realización de terminales de conexión y su timbreado. Como las unidades del bus de control se pueden instalar en los propios armarios de control a pie de equipo (interruptor y seccionadores), estas unidades RIO pueden venir ya conectadas en fábrica de estos elementos de aparellaje.

### *d) Operaciones y Mantenimiento*

Con la instalación del bus de campo se facilitan las labores de mantenimiento y simplificamos sus operaciones ya que reducimos el cableado de la subestación y ante faltas se puede actuar de forma más rápida.

### *e) Puesta en Servicio*





También se reduce la puesta en servicio ya que reducimos el tiempo de comprobación del cableado y timbrado de cables.

No se puede olvidar dentro de estas conclusiones lo que se expuso al final del capítulo 6, con este proyecto se han estudiado dos alternativas para la instalación del Bus de Campo dentro de una subestación que son colocar los RIOS en cascada interconectando los RIOS entre sí, o instalar un Switch en cada armario de posición y desde este distribuir un cable de fibra óptica diferente hasta cada uno de los equipos RIO de la Subestación. Ambas soluciones tienen ventajas e inconvenientes, si lo que se necesita es reducir al máximo el coste de la instalación entonces hay que decantarse por la solución en cascada y si por el contrario se puede admitir un reducción menor de los costes, y así mejorando el mantenimiento y la reducción de tiempo ante faltas. La mejor solución es la que incluye el Switch de Campo. La elección también dependerá del tamaño de subestación eléctrica.

Como resumen se puede concluir:

1. Sí es posible la introducción de la tecnología del bus de campo para su aplicación dentro del campo de las subestaciones eléctricas.
2. Dentro de toda la gama de posibilidades, se ha seleccionado la utilización de equipos RIO con protocolo 61850 como la más adecuada actualmente. Se ha visto que hay varias alternativas de esquemas de conexionado de estos equipos.
3. Se puede concluir que la solución de utilizar el bus de campo es una solución económicamente más favorable que el usar el cableado convencional a las unidades de control local. Para ello se han estudiado los esquemas eléctricos de una subestación de AT y qué modificaciones sería necesario hacer con la introducción de los RIOS. Se ha visto su implicación en todas las fases de Ingeniería, Montaje, Pruebas, etc.

También cabe destacar que este es el primer paso dentro de Bus de Campo de la norma 61850 y que se ha adaptado una solución sencilla. Con el paso del tiempo y la mejora de la tecnología el bus de campo podrá recoger las señales analógicas de toda la aparamenta (tensiones y corrientes de C.A) directamente desde los transformadores de medida y protección



## Bibliografía

- Libros:

- [1] Carlos Felipe Ramírez, “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión” Mejía Villegas 1991
- [2] Documentación de Máster “Proyecto y Construcción de Infraestructuras Eléctricas de Alta Tensión”
- [3] Sirgo J.A., “Redes locales en entornos industriales: Buses de campo”, Universidad de Oviedo, 1997.
- [4] Quezada J., “Bus CAN: Estado de buses industriales y aplicaciones” Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales”, 1999
- [5] Apuntes: Comunicaciones Industriales Universidad Politécnica de Cartagena. Manuel Jiménez Buendía.
- [6] Norma 61850

- Páginas Web:

- [7] [www.fieldbus.org](http://www.fieldbus.org)
- [8] [www.modbus.org](http://www.modbus.org)
- [9] [www.profibus.com](http://www.profibus.com)
- [10] [www.ligthmax.es](http://www.ligthmax.es)
- [11] [www.ziv.es](http://www.ziv.es)
- [12] [www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)
- [13] [www.sacnet.es](http://www.sacnet.es)
- [14] [www.ge.com](http://www.ge.com)
- [15] [www.prysmian.es](http://www.prysmian.es)

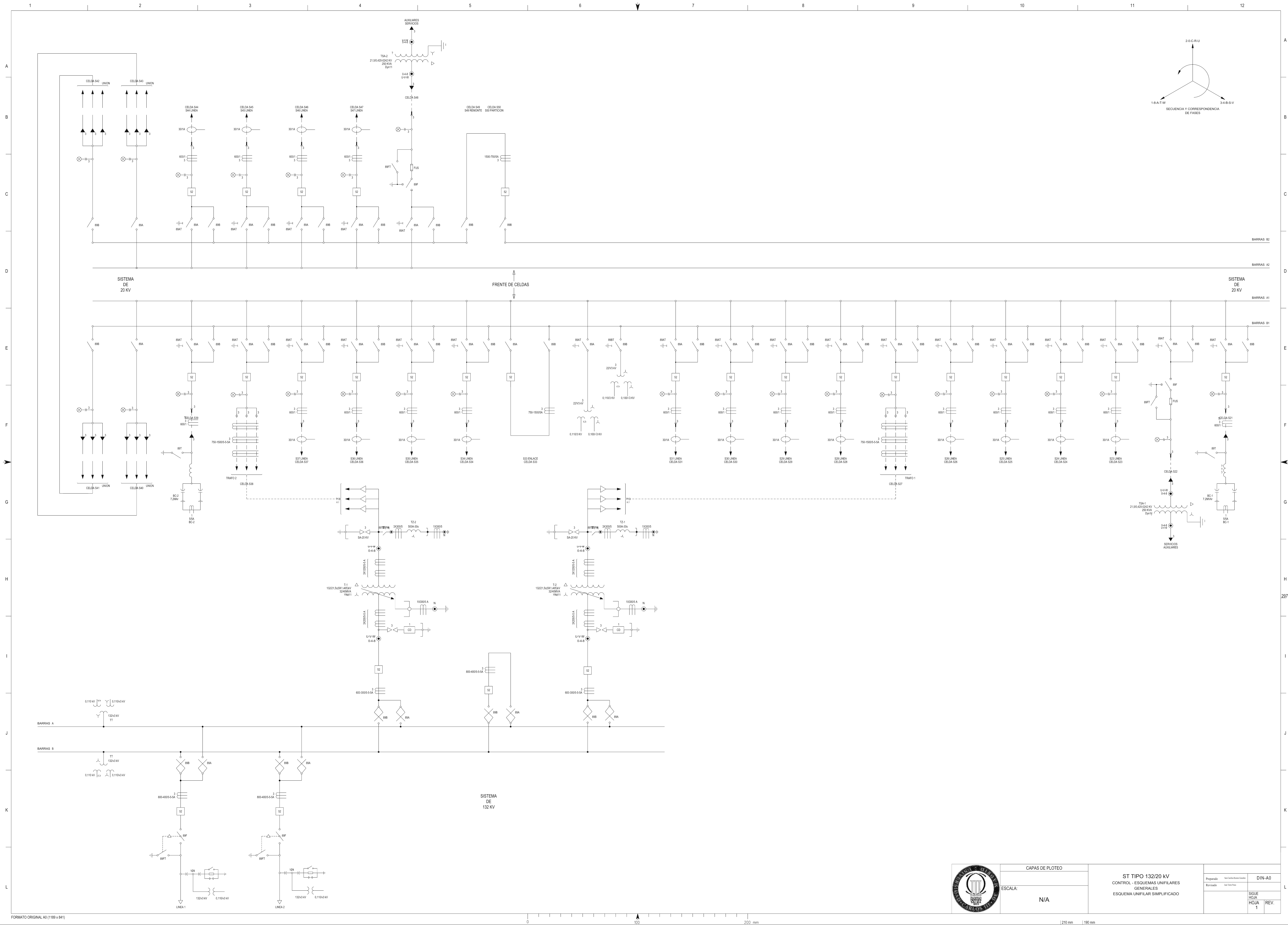


Anexo I: Realización para una subestación de 132 doble barra de dos líneas, dos transformadores y un acoplamiento de:

---

## **Anexo I: Realización para una subestación de 132 doble barra de dos líneas, dos transformadores y un acoplamiento de:**

### **1 Esquema unifilar**







Anexo I: Realización para una subestación de 132 doble barra de dos líneas, dos transformadores y un acoplamiento de:

---

## **2 Esquemas Desarrollados**

# BUS DE CAMPO

INTEMPERIE DOBLE BARRA 132kV

ESQUEMAS DESARROLLADOS



CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV
CONTROL SISTEMA DE 132kV
PORTADA

Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	1
	HOJA 0	REV.

## ARMARIO PROTECCIONES LINEA

$\vec{B}$

C



Diagram illustrating the components of the DESARROLLADOS section. The diagram is divided into two main parts: SISTEMA DE 132 KV on the left and ARMARIO PROTECCIONES TRANSFORMADOR on the right. A horizontal line with a downward arrow points to the center of the diagram, indicating the location of the DESARROLLADOS section.

IDENTIFIC.HOJA			DESCRIPCION CONTENIDO
PLANO	REV.	CAD	

IDENTIFIC.HOJA			DESCRIPCION CONTENIDO
PLANO	REV.	CAD	

		032	SALIDAS DIGITALES UCP			048	SECCIONADOR DE LINEA Y P. A T.
		033				049	
		034				050	
		035				051	
		036	ENTRADAS DIGITALES UCP			052	
		037	ENTRADAS DIGITALES UCP			053	
		038				054	
		039				055	
		040	ENTRADAS Y SALIDAS REMOTAS INTERRUPTOR			056	ALIMENTACION MOTOR INTERRUPTOR
		041	ENTRADAS Y SALIDAS REMOTAS SECCIONADOR DE BARRAS A			057	MOTOR Y CALEFACCION SECCIONADOR 89-A
		042	ENTRADAS Y SALIDAS REMOTAS SECCIONADOR DE BARRAS B			058	MOTOR Y CALEFACCION SECCIONADOR 89-B
		043	ENTRADAS Y SALIDAS REMOTAS SECCIONADOR DE LINEA			059	ALUMBRADO ARMARIO
		044	EQUIPO DE TELEPROTECCION			060	
		045				061	
		046	SECCIONADOR DE BARRAS A			062	
		047	SECCIONADOR DE BARRAS B			063	



ESCALA:

ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
LINEA 1 - DESARROLLADOS  
INDICE

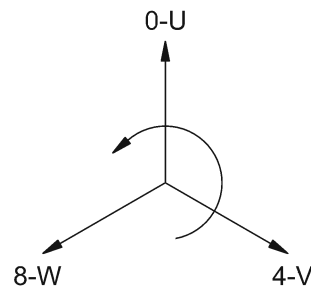
Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3	
Revisado	Juan Torres Pozas		
		SIGUE HOJA	3
		HOJA 2	REV.

### CONDICIONES GENERALES DE REPRESENTACION DE LOS ESQUEMAS

- INTERRUPTOR ABIERTO, CON RESORTES DESTENSADOS Y SIN PRESION DE GAS
- SECCIONADORES ABIERTOS
- TODOS LOS CIRCUITOS DE C.A. Y C.C. SIN TENSION
- INTERRUPTORES AUTOMATICOS MAGNETOTERMICOS ABIERTOS
- RELES AUXILIARES EN REPOSO
- RELES BASCULANTES PREPARADOS PARA EXCITAR POSICION II
- PULSADORES SIN ACTUAR

## NOMENCLATURA DE BORNAS

- ☐ PANEL DE PROTECCIONES .
- ☒ BORNAS FINALES DE TRANSFORMADOR Y DE REACTANCIA.
- ☐ BORNA SECCIONABLE EN PANEL DE PROTECCIONES (BORNA DE PRUEBA RELES, INTENSIDADES Y TENSIONES).
- ☒ CELDA MEDIA TENSION.
- ☐ BORNA DE ELEMENTO DE IDENTIFICACION INEQUIVOCA.  
(INTERRUPTOR, PROTECCIONES PRECABLEADAS, UCS ETC).



## SECUENCIA Y CORRESPONDENCIA DE FASES



CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

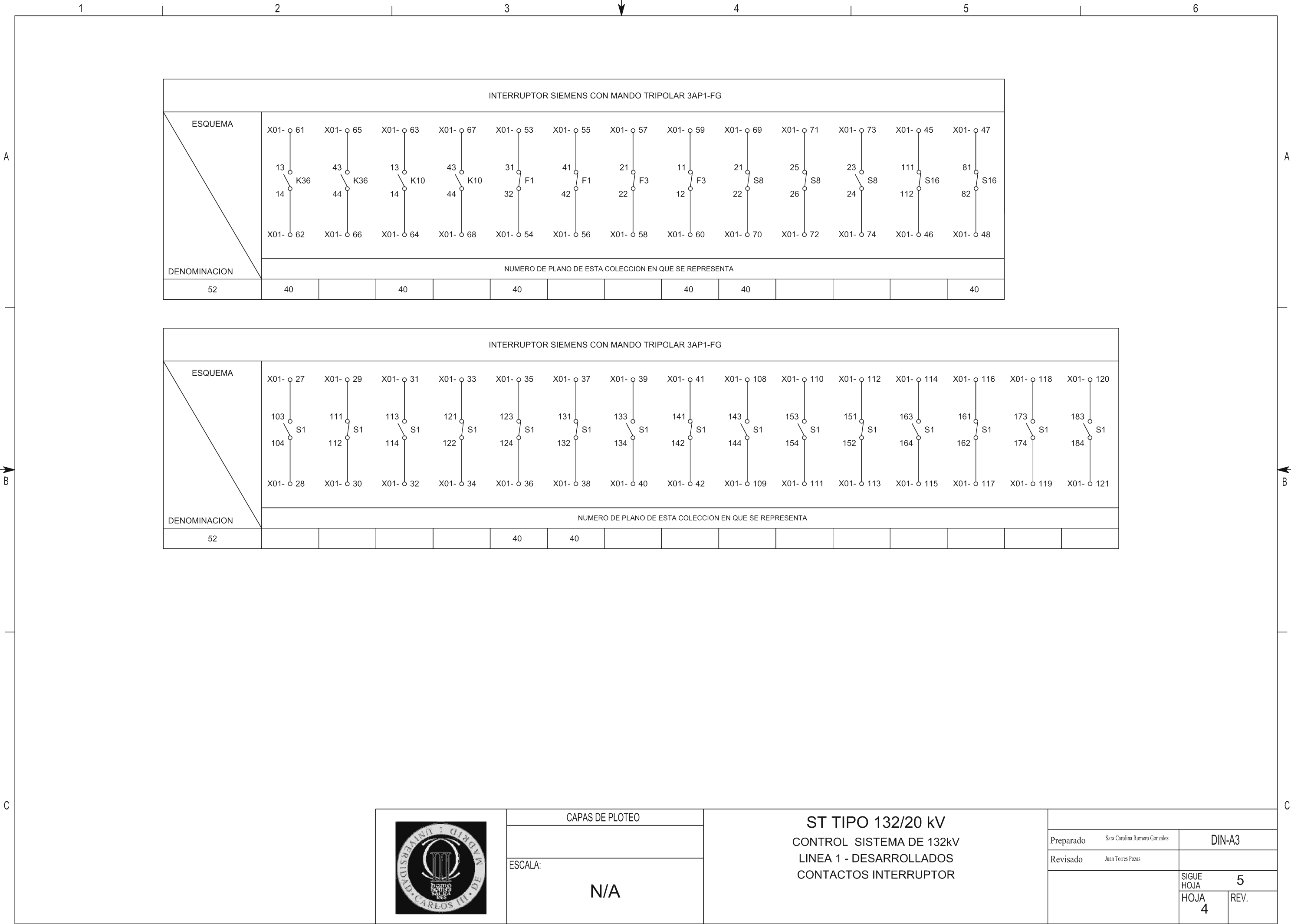
ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
LINEA1 - DESARROLLADOS  
CONDICIONES DE REPRESENTACION DE ESQUEMAS

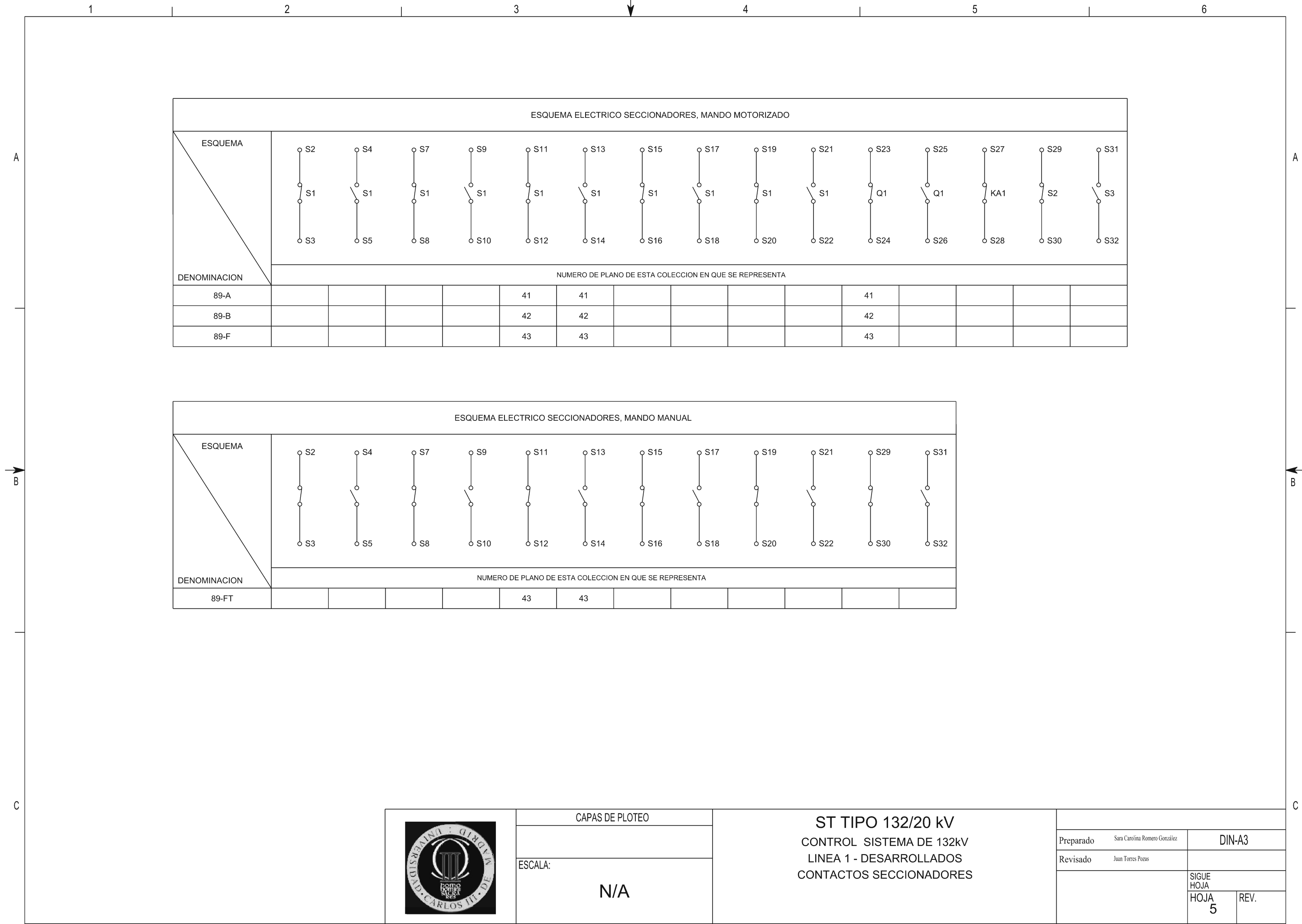
Preparado	Sara Carolina Romero González
-----------	-------------------------------

DIN-A3

Revisado	Juan Torres Pozas
----------	-------------------

SIGUE HOJA	4
HOJA 3	REV.





1

2

3

4

5

6

ESQUEMA

DENOMINACION

NUMERO DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA

89-AX	32	32	16	16	16	16	16	16	16	16							29	29
89-BX	32	32		16		16		16		16							29	29

ESQUEMA

DENOMINACION

NUMERO DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA

43X/AM	31	31		21	24		37	
49X	32	32	24			37		
FIX	30	30		37		44		

ESQUEMA

DENOMINACION

NUMERO DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA

94TD	44		22		23		24		

CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

ST TIPO 132/20 kV

CONTROL SISTEMA DE 132kV

LINEA 1 - DESARROLLADOS

ESQUEMAS DE ACTUACION DE RELES AUXILIARES

Preparado

Sara Carolina Romero González

DIN-A3

Revisado

Juan Torres Pozas

SIGUE HOJA

7

HOJA

6

REV.

0

210 mm

190 mm

150 mm

FORMATO ORIGINAL A3 (420 x 297)

INTERRUPTOR AUTOMATICO MAGNETOTERMICO S282UCK6+S2-H02 (ABB)			
ESQUEMA			
	Nº DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA		
98BD1	20	36	
98BD2	20	36	
98C	20	36	

INTERRUPTOR AUTOMATICO MAGNETOTERMICO S203PC6+S2C-H02L (ABB)			
ESQUEMA			
	Nº DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA		
98-1	15	15	15

INTERRUPTOR AUTOMATICO MAGNETOTERMICO S282UCK3+S2-H02 (ABB)			
ESQUEMA			
	Nº DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA		
98U	20		
98MS	20	36	
98RIO	20	36	
98DIS	20	36	
98SBI	20	36	
98TP	20	36	

INTERRUPTOR AUTOMATICO MAGNETOTERMICO S201C6+S2C-H02L (ABB)			
ESQUEMA			
	Nº DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA		
98IC	59	36	

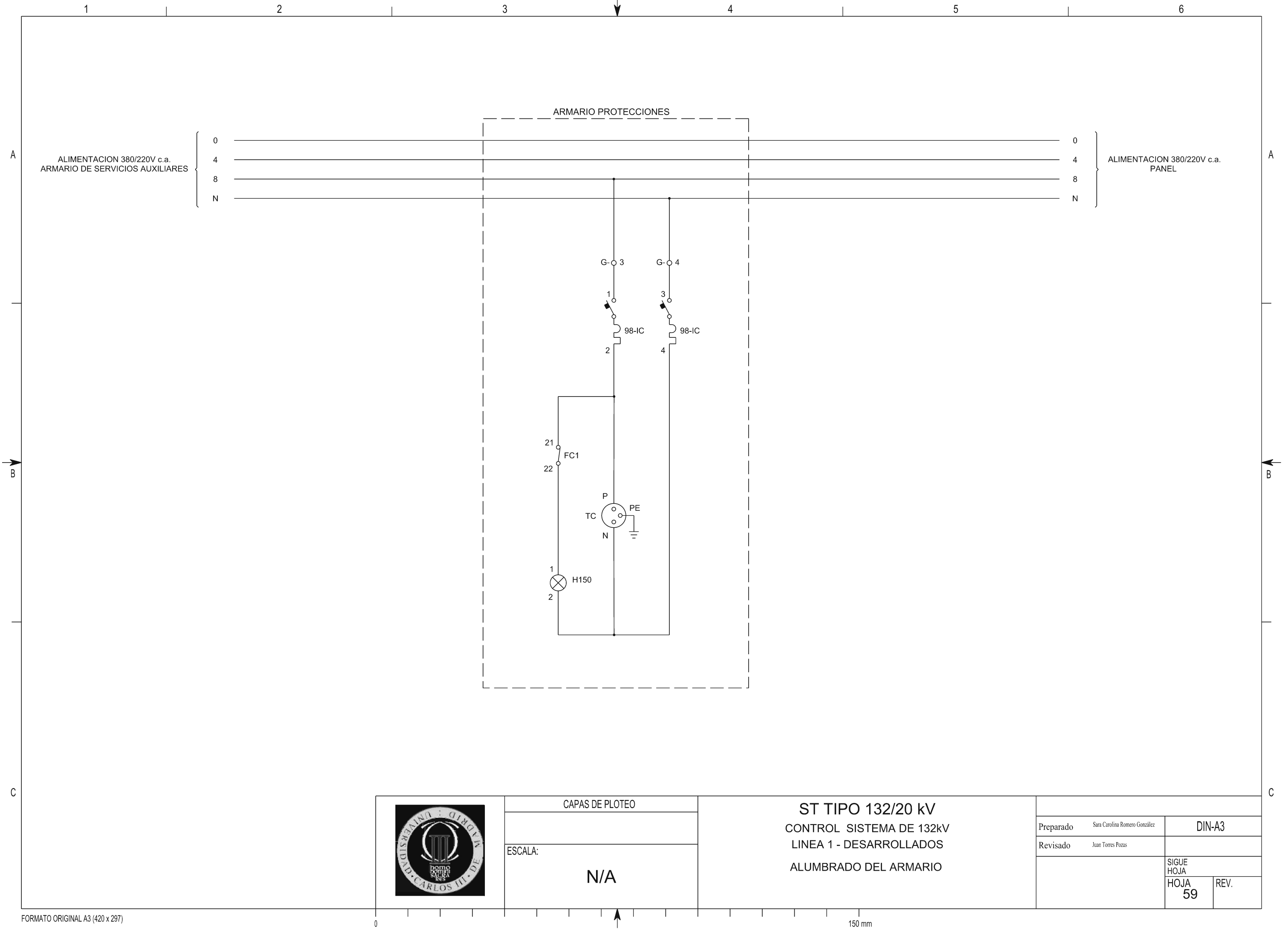


CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

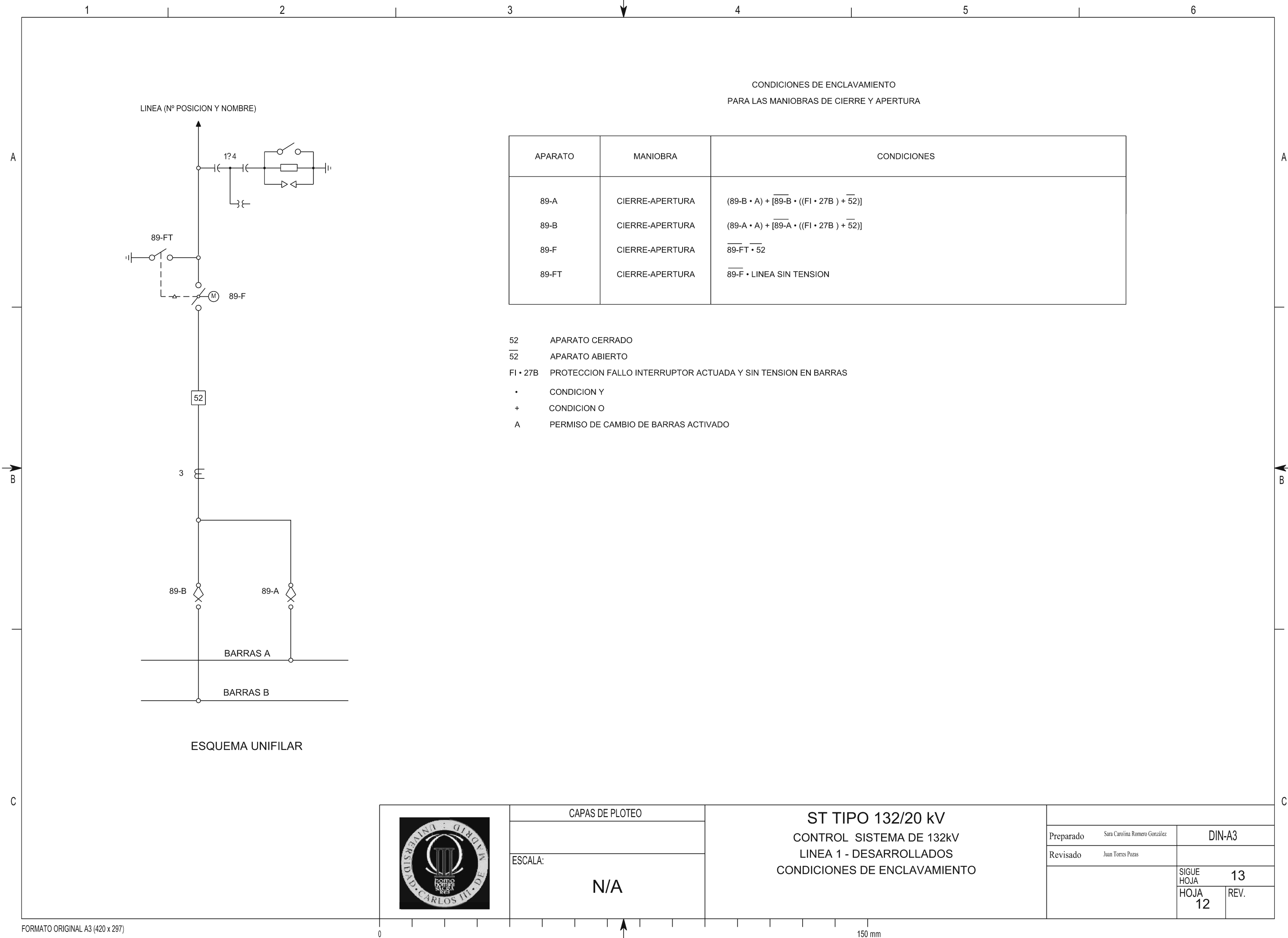
ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
LINEA 1 - DESARROLLADOS  
ESQUEMAS DE ACTUACIONES  
INTERRUPTORES AUTOMATICOS

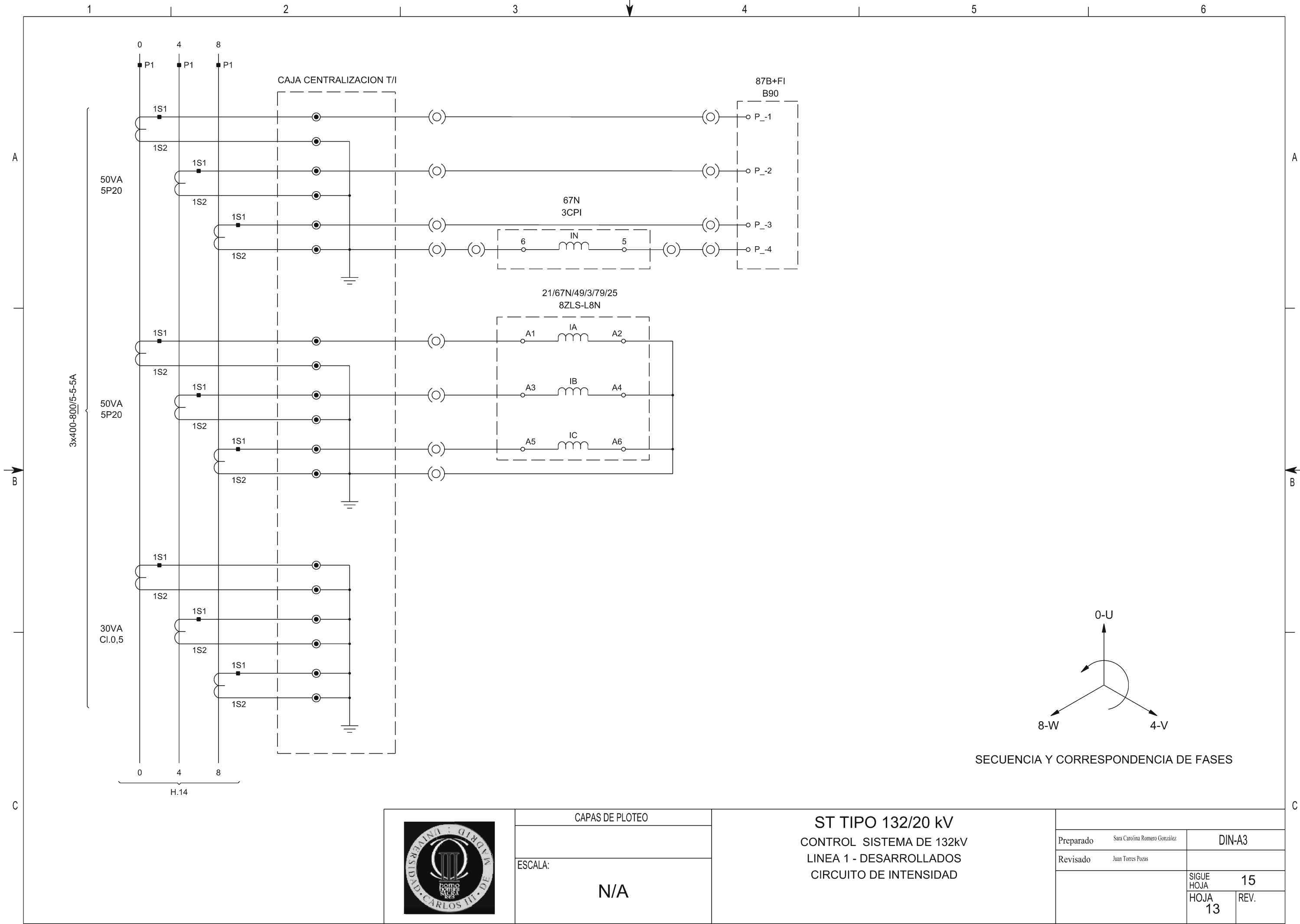
Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	8
	HOJA	REV.

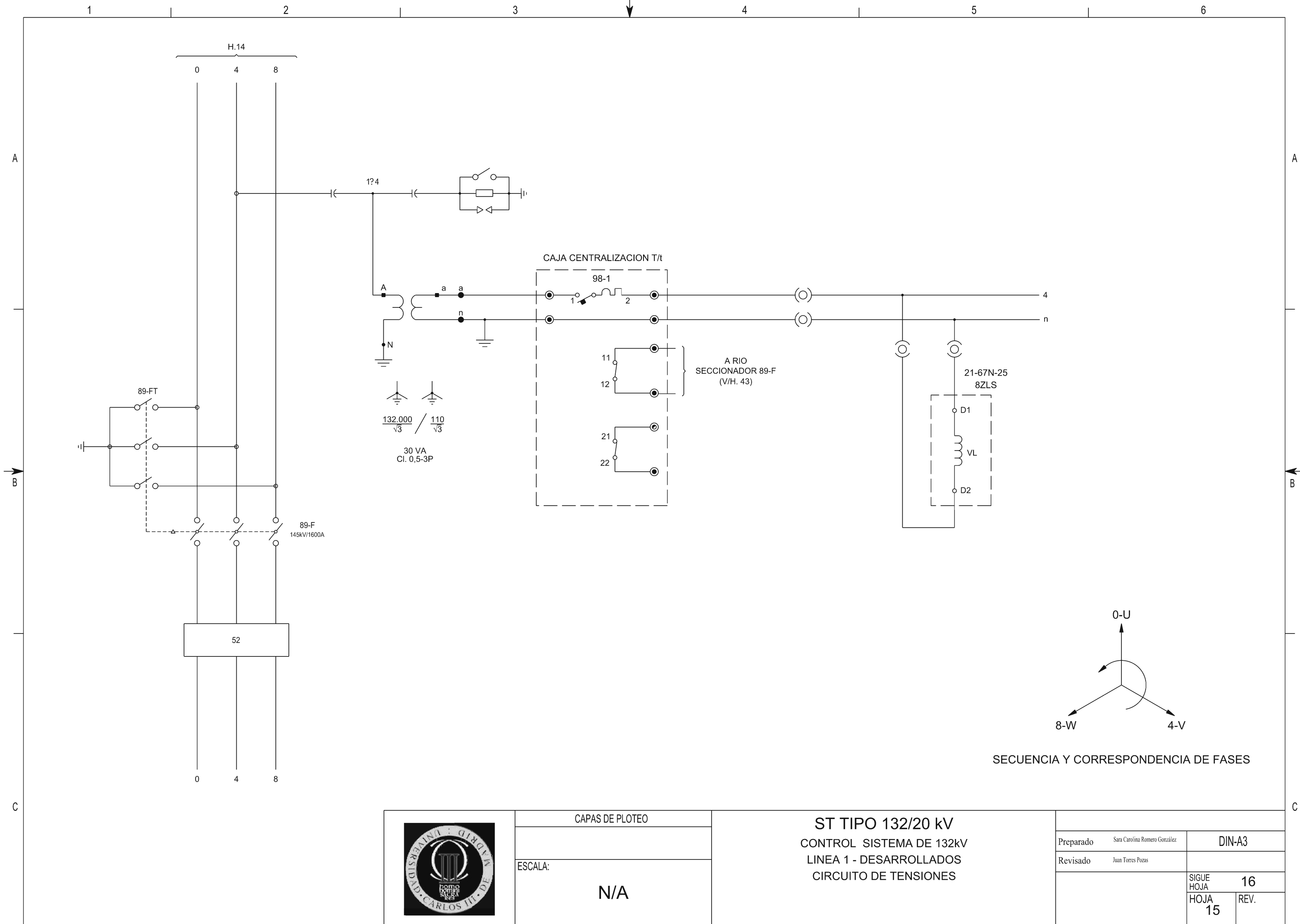





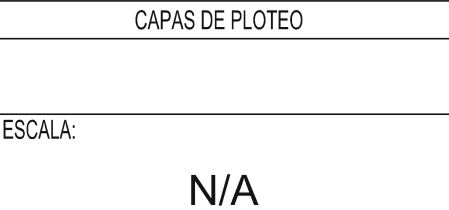




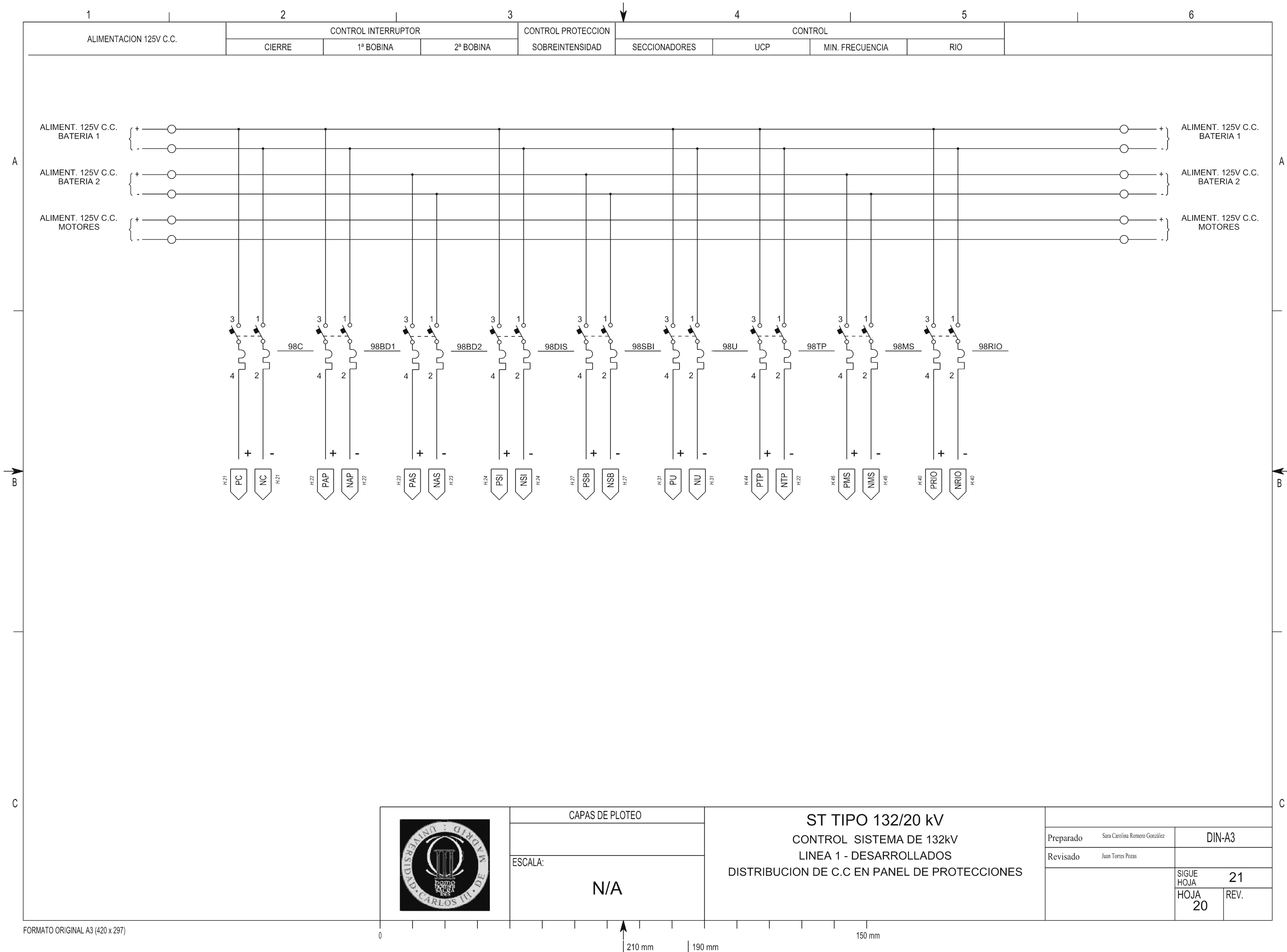




	CAPAS DE PLOTEO		ST TIPO 132/20 kV CONTROL SISTEMA DE 132kV LINEA 1 - DESARROLLADOS CIRCUITO DE TENSIONES			
				Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
	ESCALA:  N/A			Revisado	Juan Torres Pozas	
				SIGUE HOJA	16	
				HOJA 15	REV.	



Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
		SIGUE HOJA 20
		HOJA 16 REV.



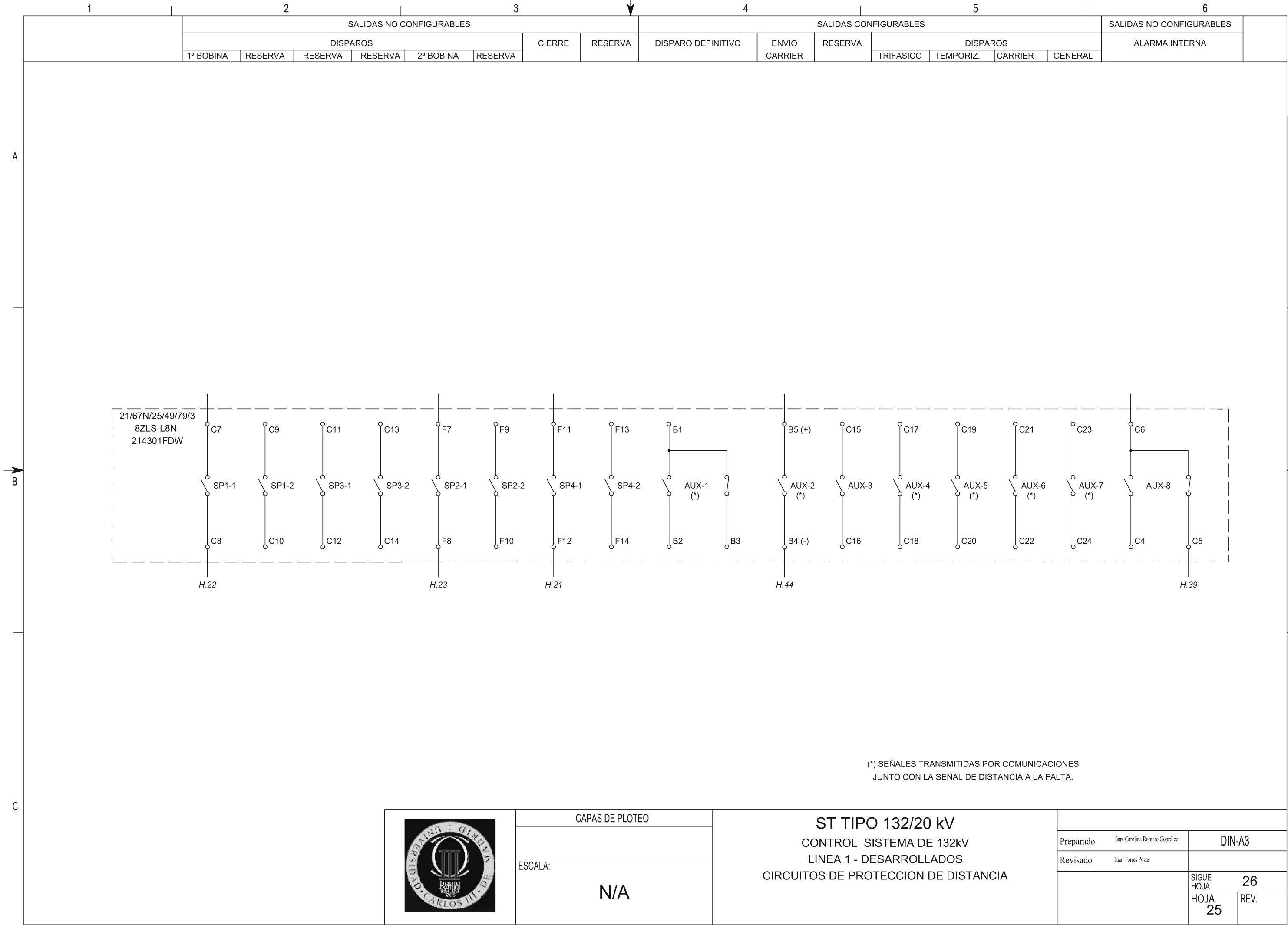










(\*) SEÑALES TRANSMITIDAS POR COMUNICACIONES  
JUNTO CON LA SEÑAL DE DISTANCIA A LA FALTA.

CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

ST TIPO 132/20 kV

CONTROL SISTEMA DE 132kV

LINEA 1 - DESARROLLADOS

CIRCUITOS DE PROTECCION DE DISTANCIA

Preparado

Sara Carolina Romero González

DIN-A3

Revisado

Juan Torres Pozas

SIGUE HOJA

26

HOJA

25

REV.

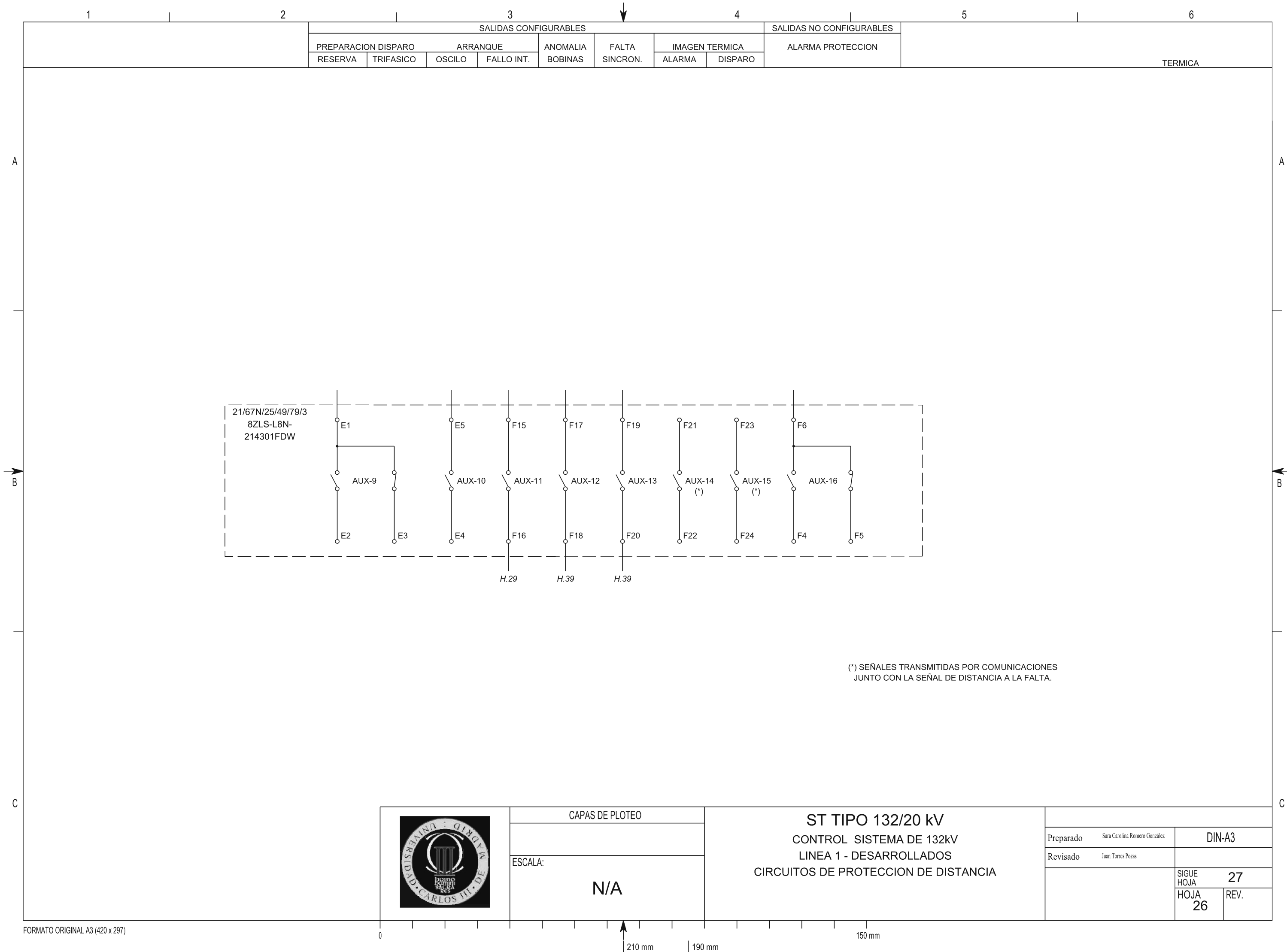
FORMATO ORIGINAL A3 (420 x 297)

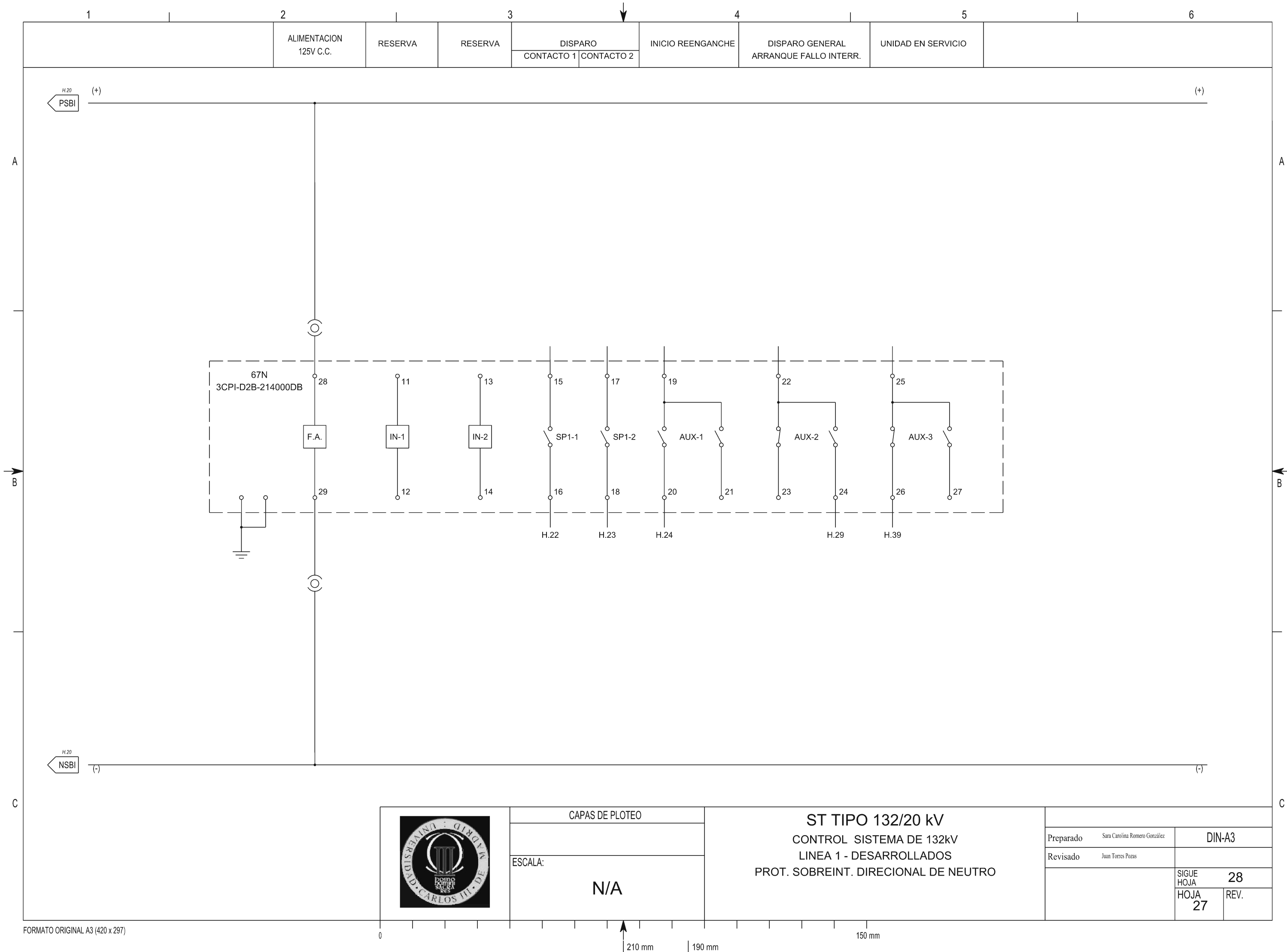
0

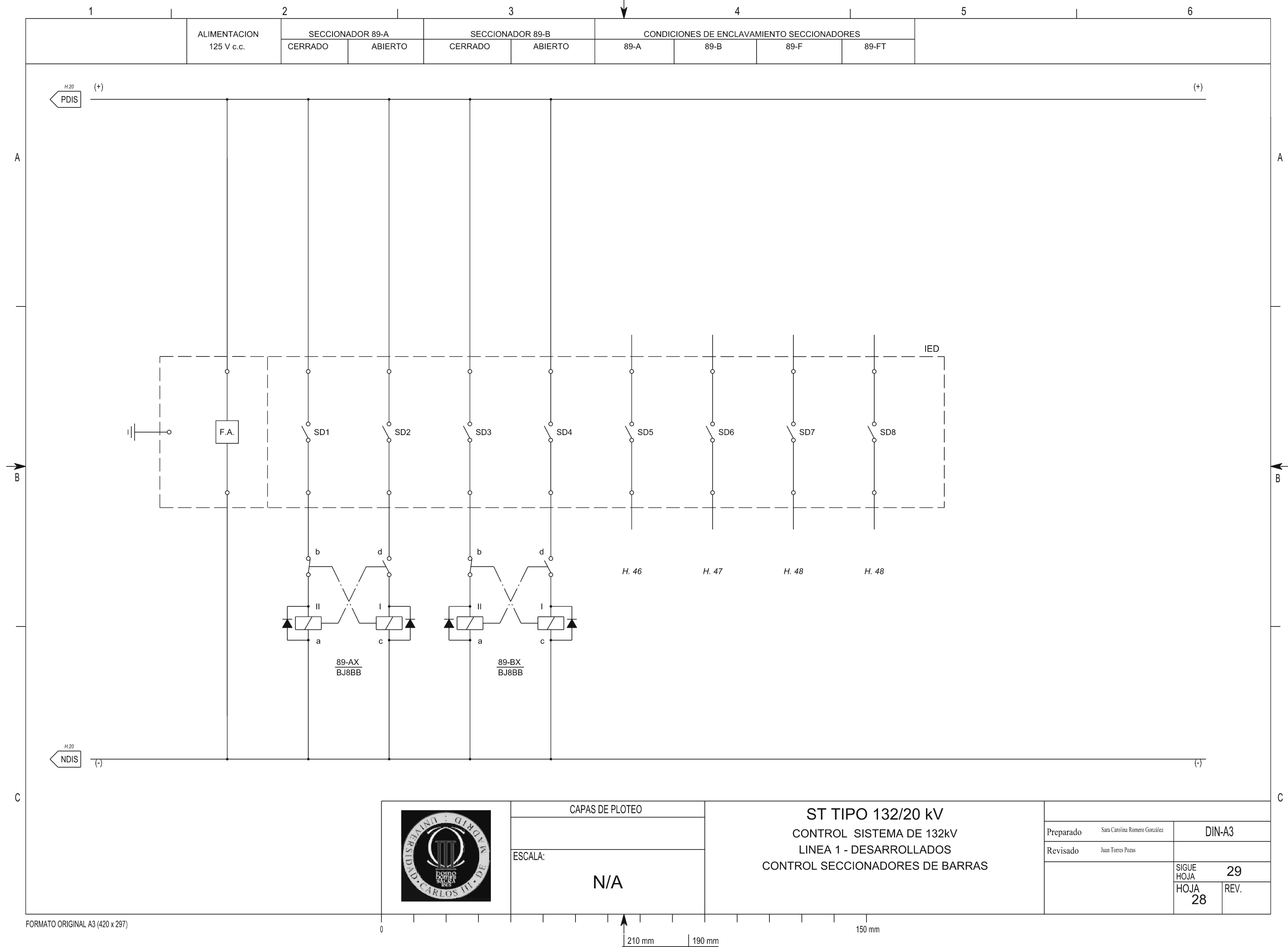
210 mm

190 mm

150 mm

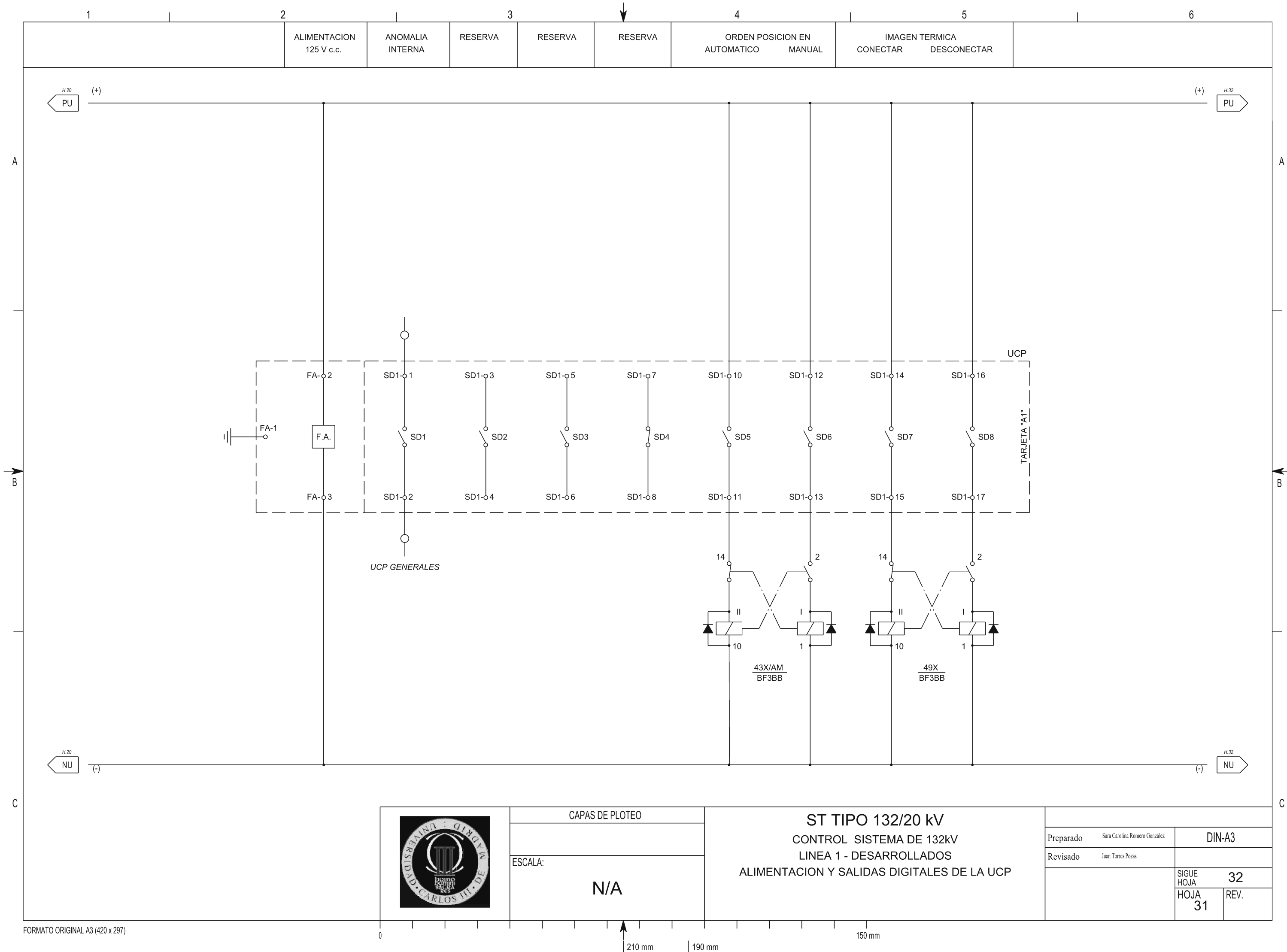




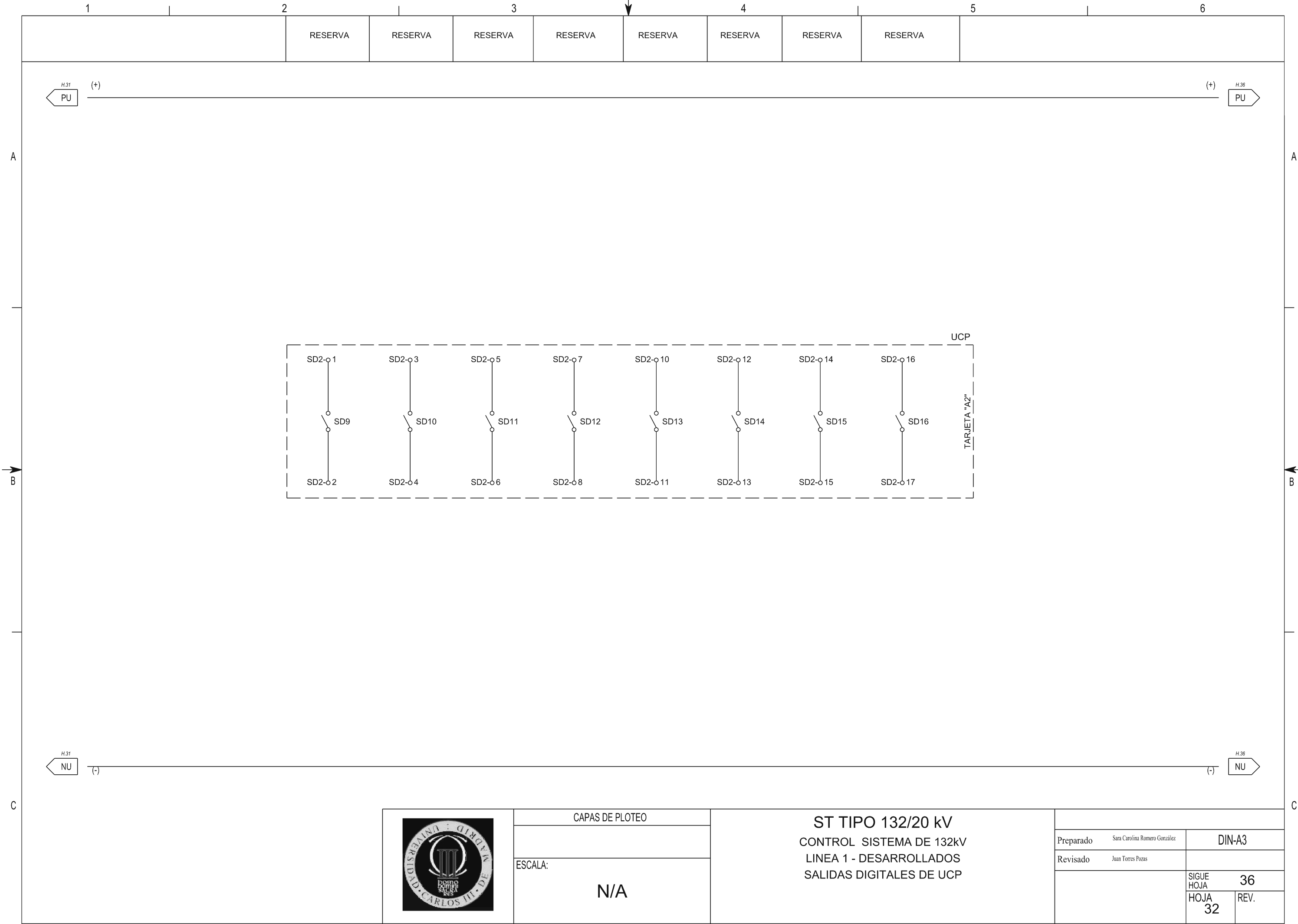


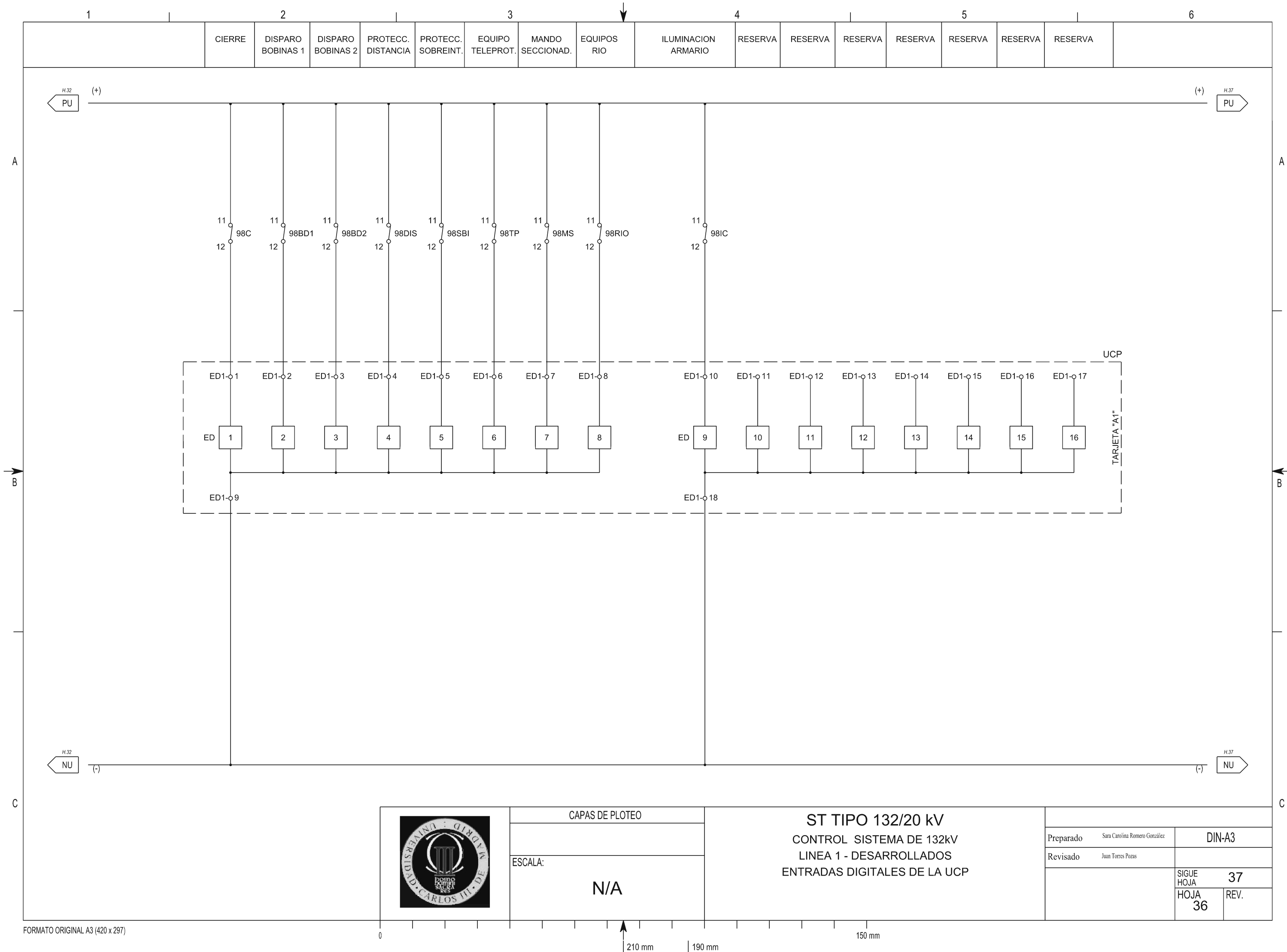


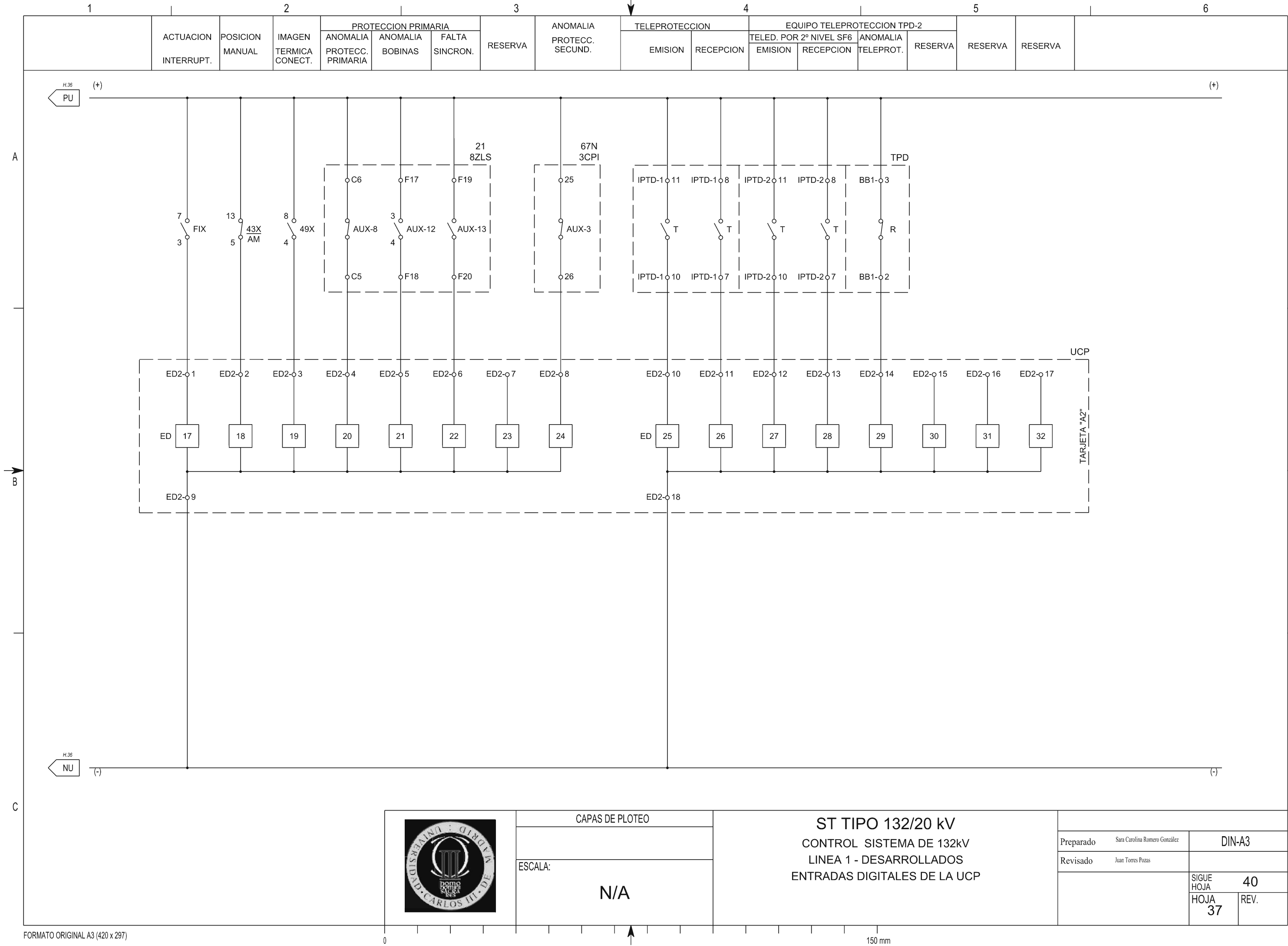


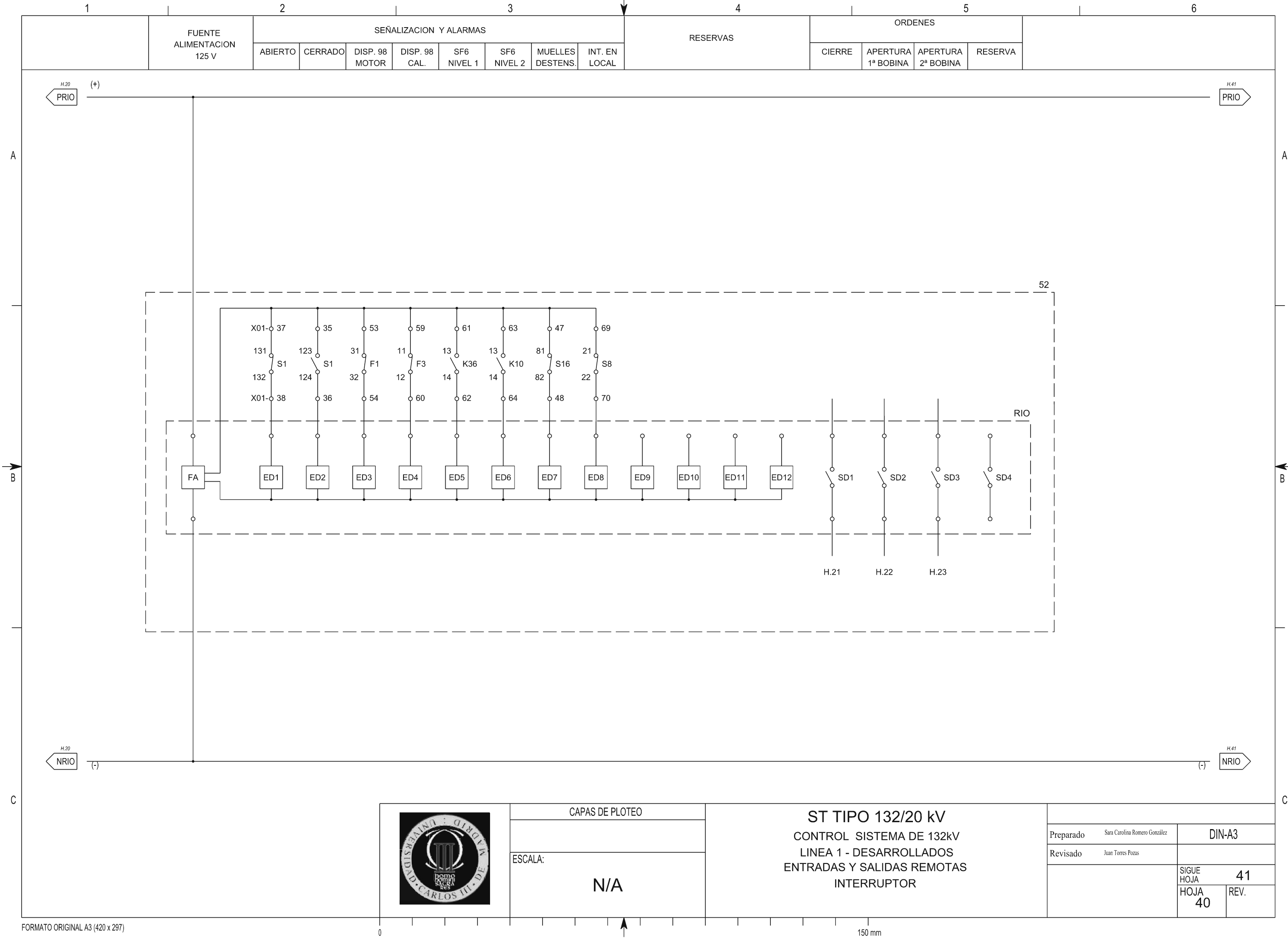


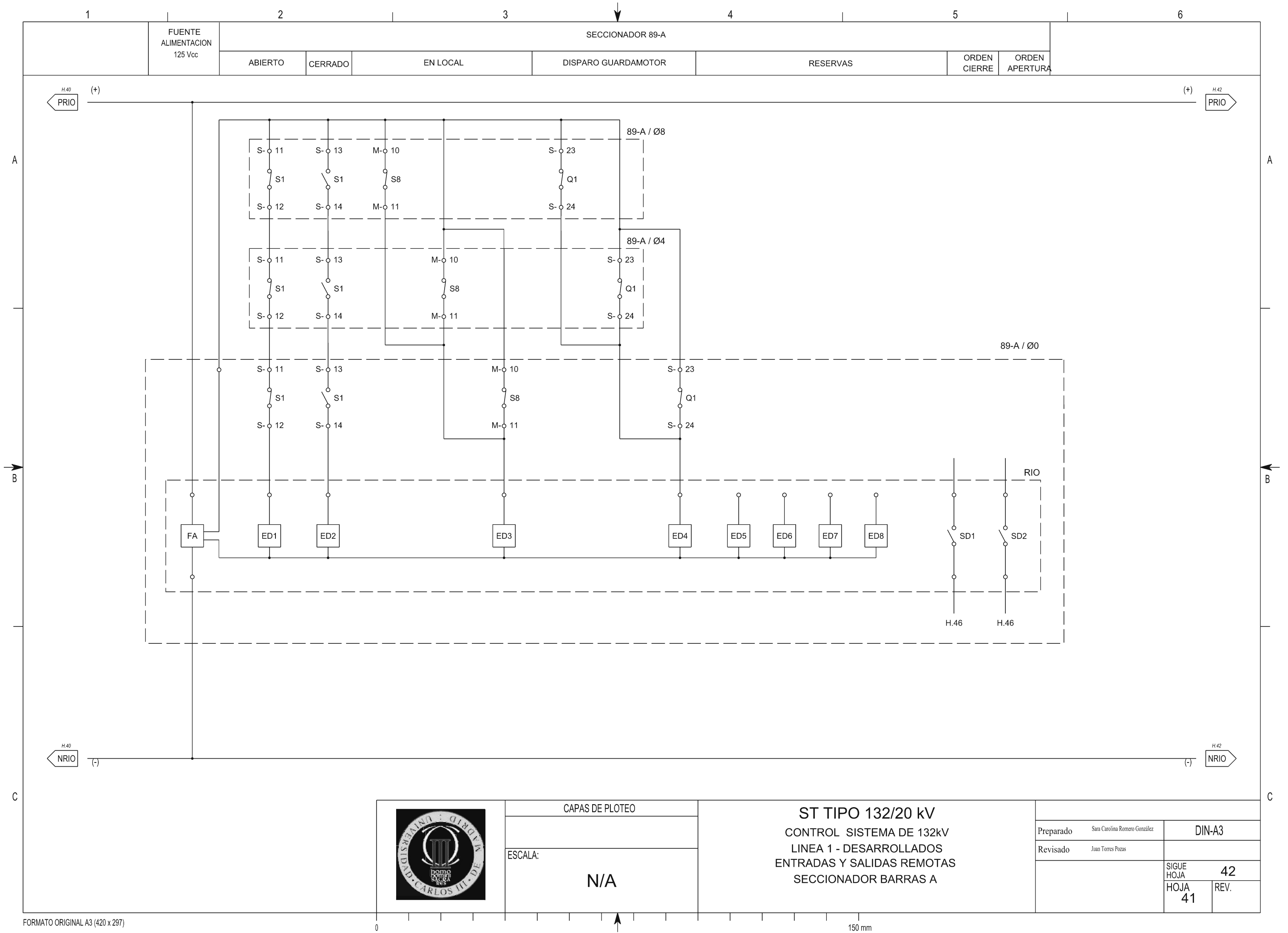




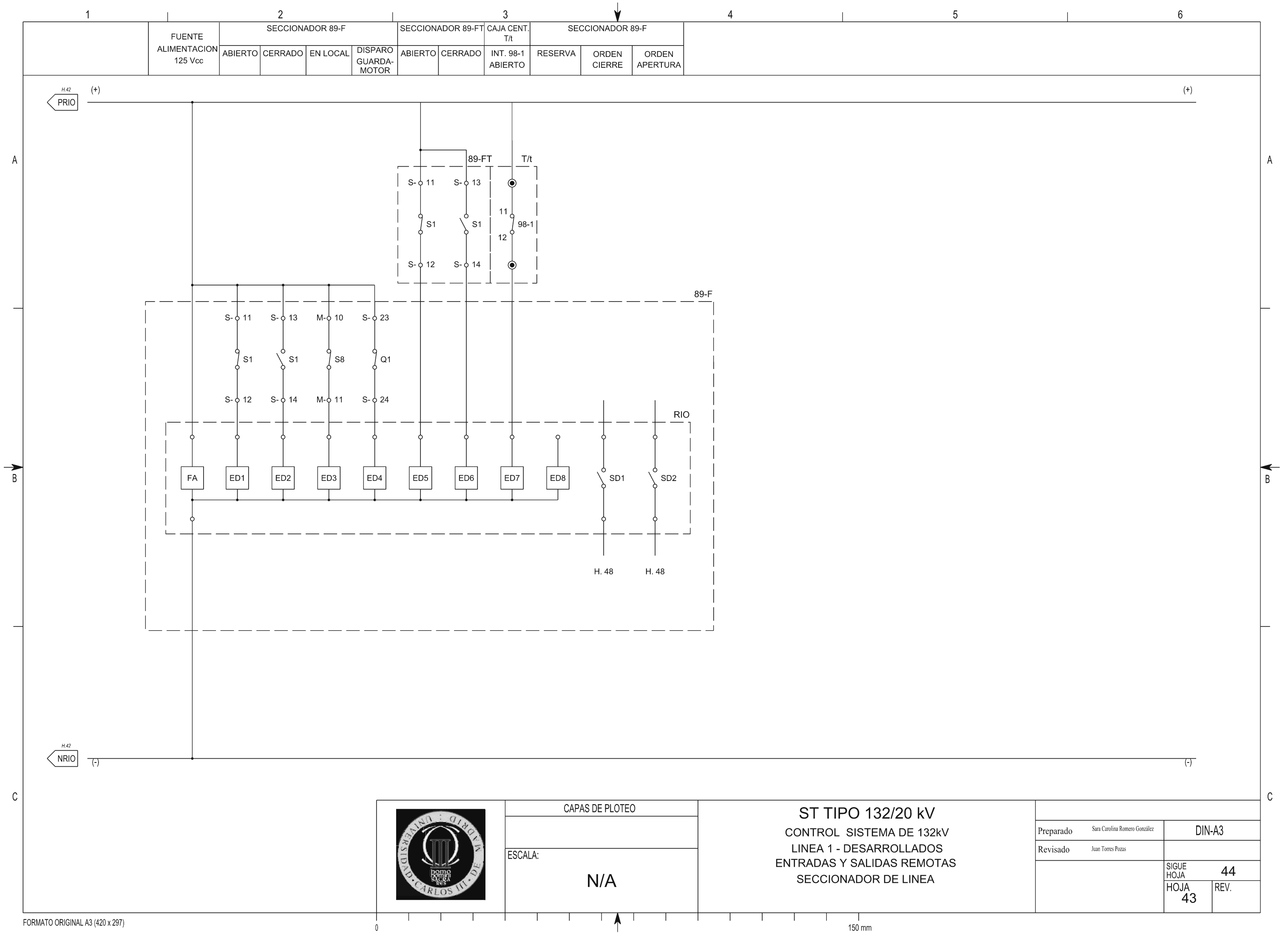


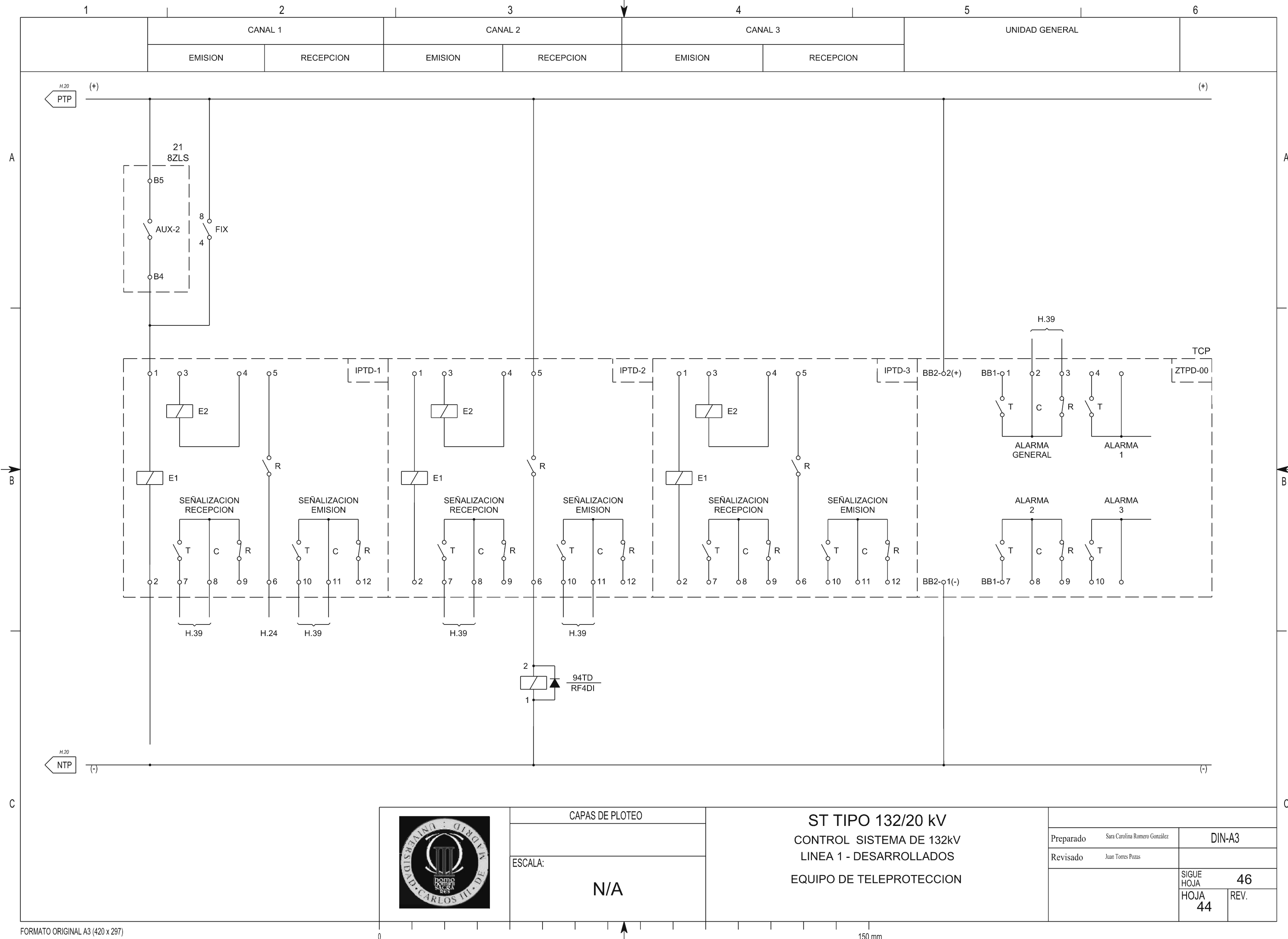










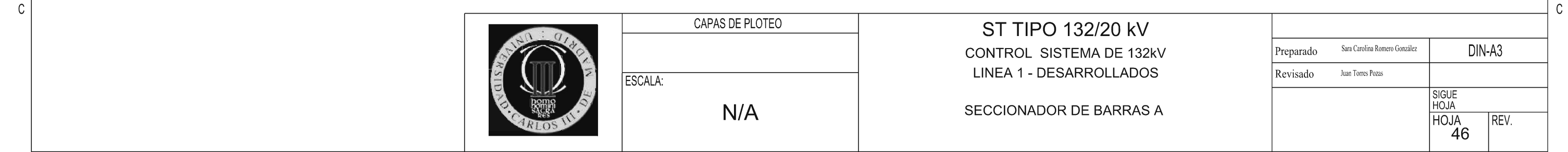


CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
LINEA 1 - DESARROLLADOS  
EQUIPO DE TELEPROTECCION

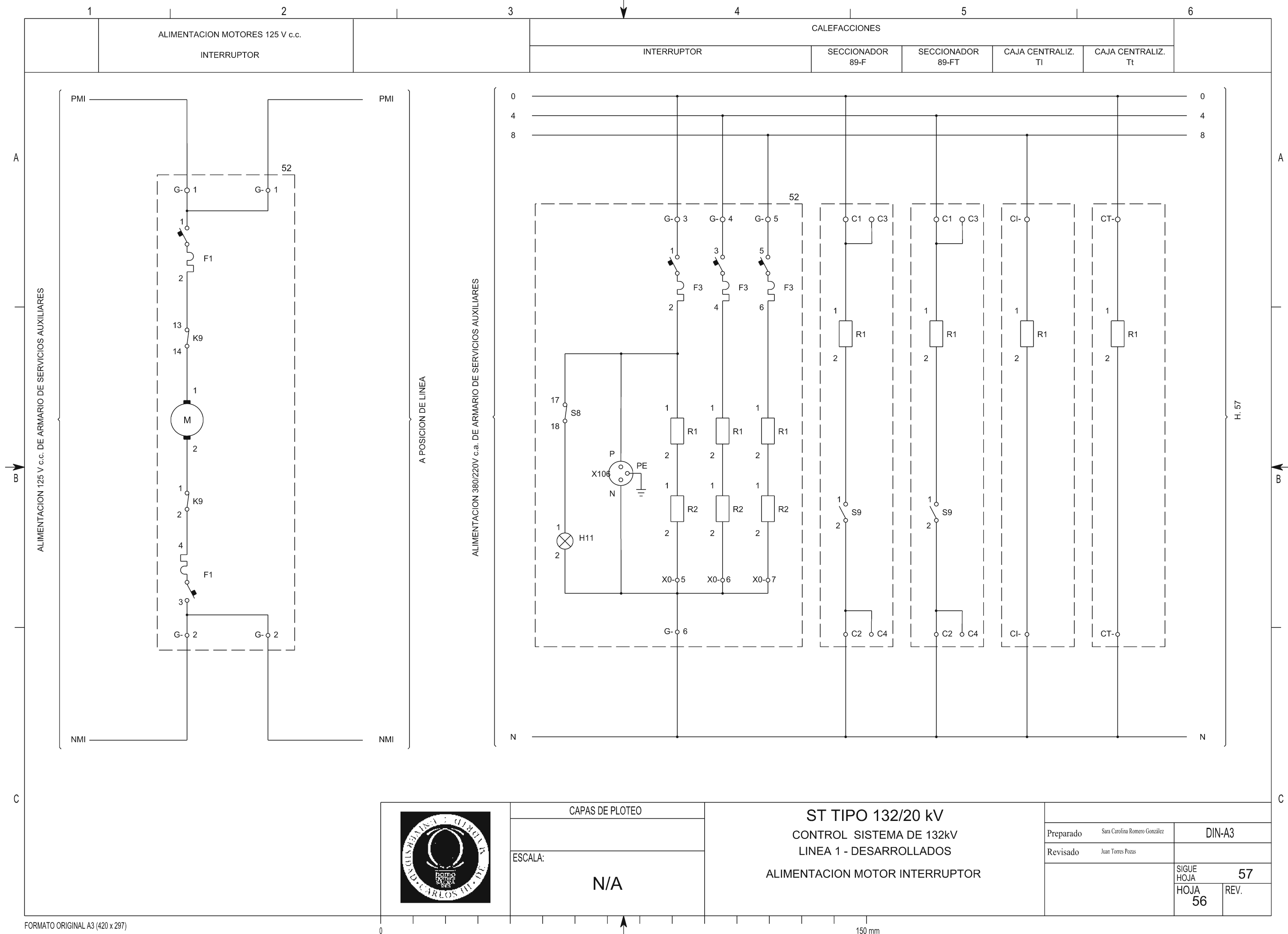
Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
		SIGUE HOJA 46
		HOJA 44 REV.

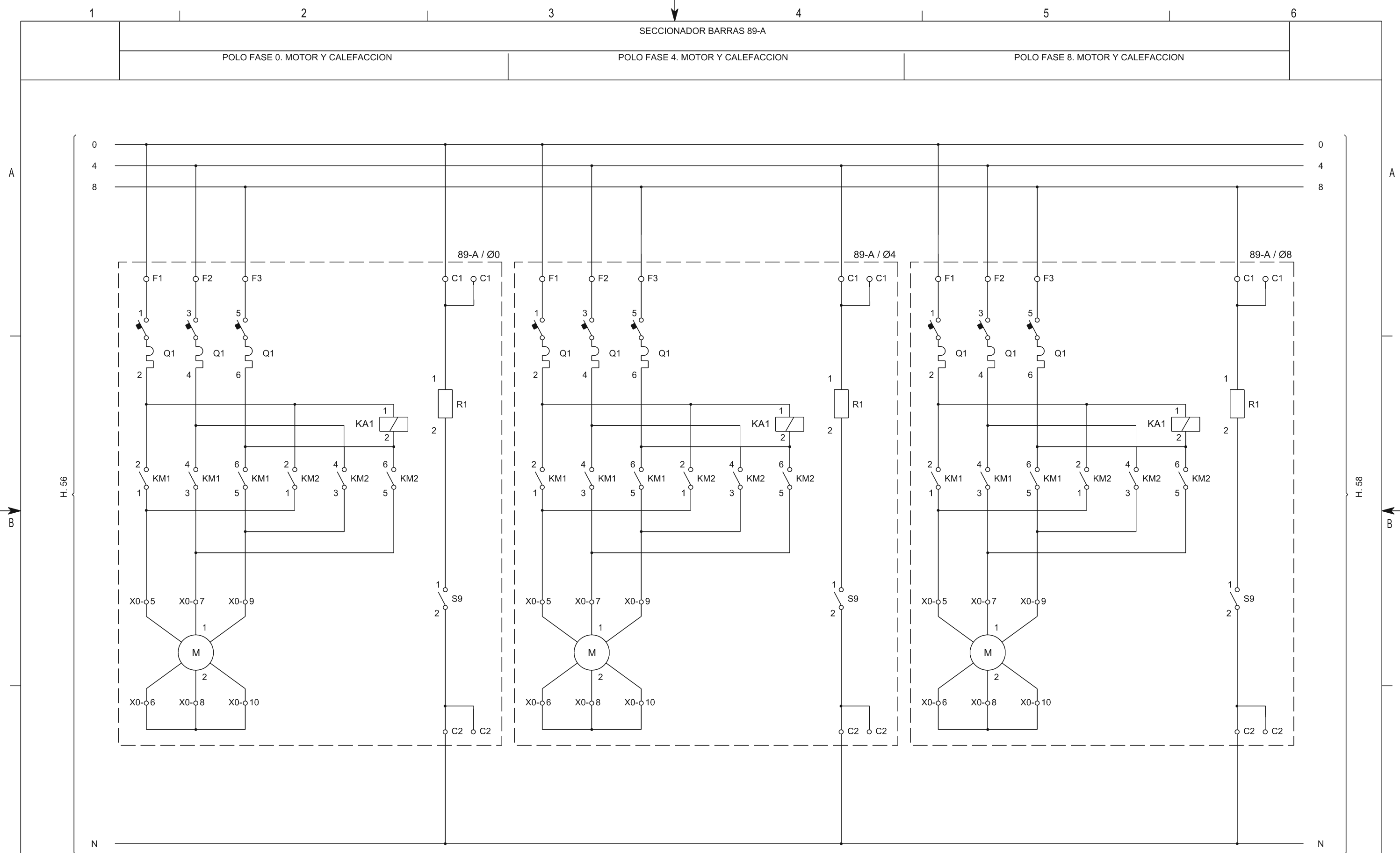












CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

ST TIPO 132/20 kV

CONTROL SISTEMA DE 132kV

LINEA 1 - DESARROLLADOS

## MOTOR Y CALEFACCION DEL SECCIONADOR 89-A

Preparado

Sara Carolina Romero González

DIN-A3

Revisado

Juan Torres Pozas

SIGUE HOJA	58
---------------	----

HOJA 57	REV.
------------	------



DESARROLLADOS

SISTEMAS DE DE 132kV

TRANSFORMADOR 1

PLANO	REV.	CAD	DESCRIPCION CONTENIDO
0001		1	INDICE DE HOJAS
0001		2	INDICE DE HOJAS
0001		3	ESQUEMA TRIFILAR INTENSIDADES
0001		4	ESQUEMA TRIFILAR MEDIDA
0001		5	PROTECCION 51-51N-79 INTENSIDADES
0001		6	CIRCUITOS DE ALIMENTACION 125V C.C.
0001		7	CONTROL CIERRE INTERRUPTOR
0001		8	CONTROL APERTURA INTERRUPTOR BOBINAS-1
0001		9	CONTROL APERTURA INTERRUPTOR BOBINAS-1
0001		10	CONTROL APERTURA INTERRUPTOR BOBINAS-2
0001		11	PROTECCION 51-51N-79 - ENTRADAS DIGITALES
0001		12	PROTECCION 51-51N-79 - ENTRADAS ANALOGICAS
0001		13	PROTECCION 51-51N-79 - SALIDAS DIGITALES
0001		14	PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS
0001		15	PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS
0001		16	CONTROL SECCIONADORES DE BARRAS
0001		17	CONTROL SECCIONADOR 89A
0001		18	CONTROL SECCIONADOR 89B
0001		19	CONTROL MINIMA FRECUENCIA
0001		20	ENTRADAS ANALOGICAS UCP, MULTITRANS

PLANO	REV.	CAD	DESCRIPCION CONTENIDO
0001		21	ENTRADAS DIGITALES UCP, TARJETA B
0001		22	ENTRADAS DIGITALES UCP, TARJETA B
0001		23	ENTRADAS ANALOGICAS UCP, TARJETA B
0001		24	ENTRADAS DIGITALES UCP, TARJETA A1
0001		25	ENTRADAS DIGITALES UCP, TARJETA A1
0001		26	SALIDAS DIGITALES UCP, TARJETA A1
0001		27	ENTRADAS DIGITALES UCP, TARJETA A2
0001		28	ENTRADAS DIGITALES UCP, TARJETA A2
0001		29	SALIDAS DIGITALES UCP, TARJETA A2
0001		30	ENTRADAS DIGITALES UCP, TARJETA A3
0001		31	ENTRADAS DIGITALES UCP, TARJETA A3
0001		32	SALIDAS DIGITALES UCP, TARJETA A3
0001		33	ENTRADAS Y SALIDAS REMOTAS
0001		34	ENTRADAS Y SALIDAS REMOTAS
0001		35	ALIMENTACION MOTOR INTERRUPTOR
0001		36	CIRCUITOS DE FUERZA Y CALEFACCION
0001		37	MOTOR Y CALEFACION SECCIONADOR 89-A
0001		38	MOTOR Y CALEFACION SECCIONADOR 89-B
0001		39	ALUMBRADO ARMARIO
0001		40	HOJAS DE ACTUACION



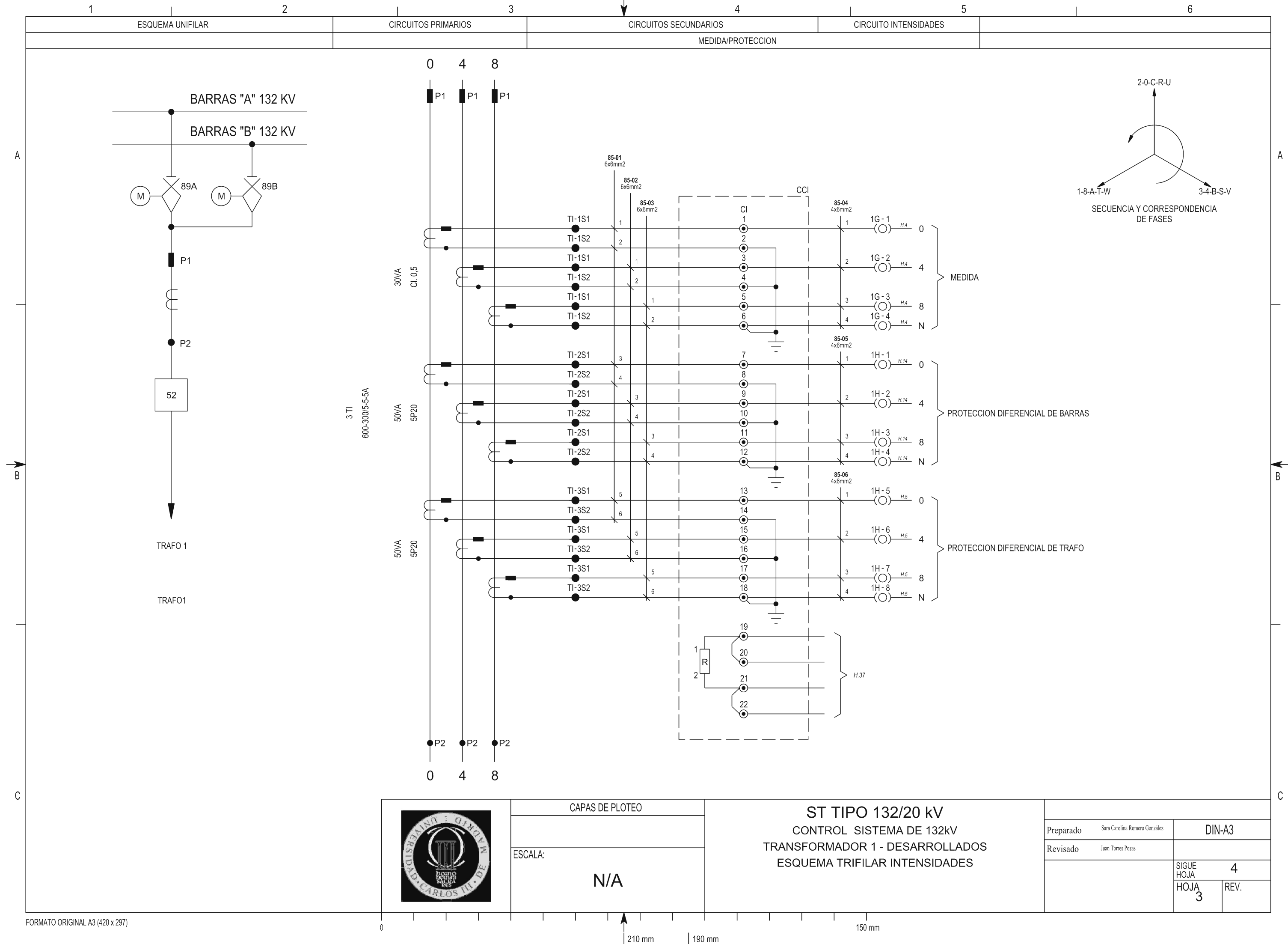
CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

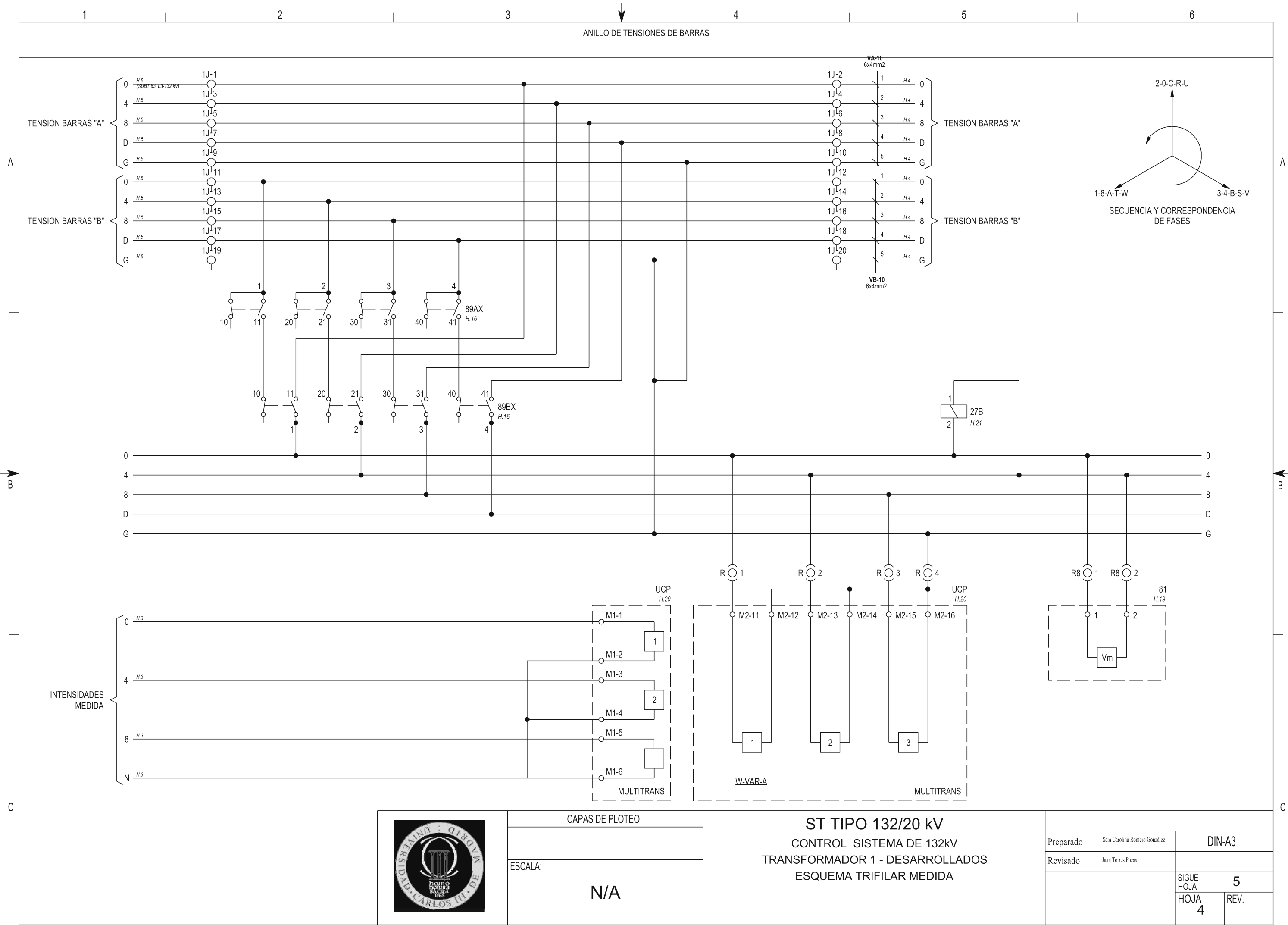
ST TIPO 132/20 kV CONTROL SISTEMA DE 132kV TRANSFORMADOR 1 INDICE DE HOJAS
---

Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	2
	HOJA 1	REV.









CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
TRANSFORMADOR 1 - DESARROLLADOS  
ESQUEMA TRIFILAR MEDIDA

Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	5
	HOJA 4	REV.

A

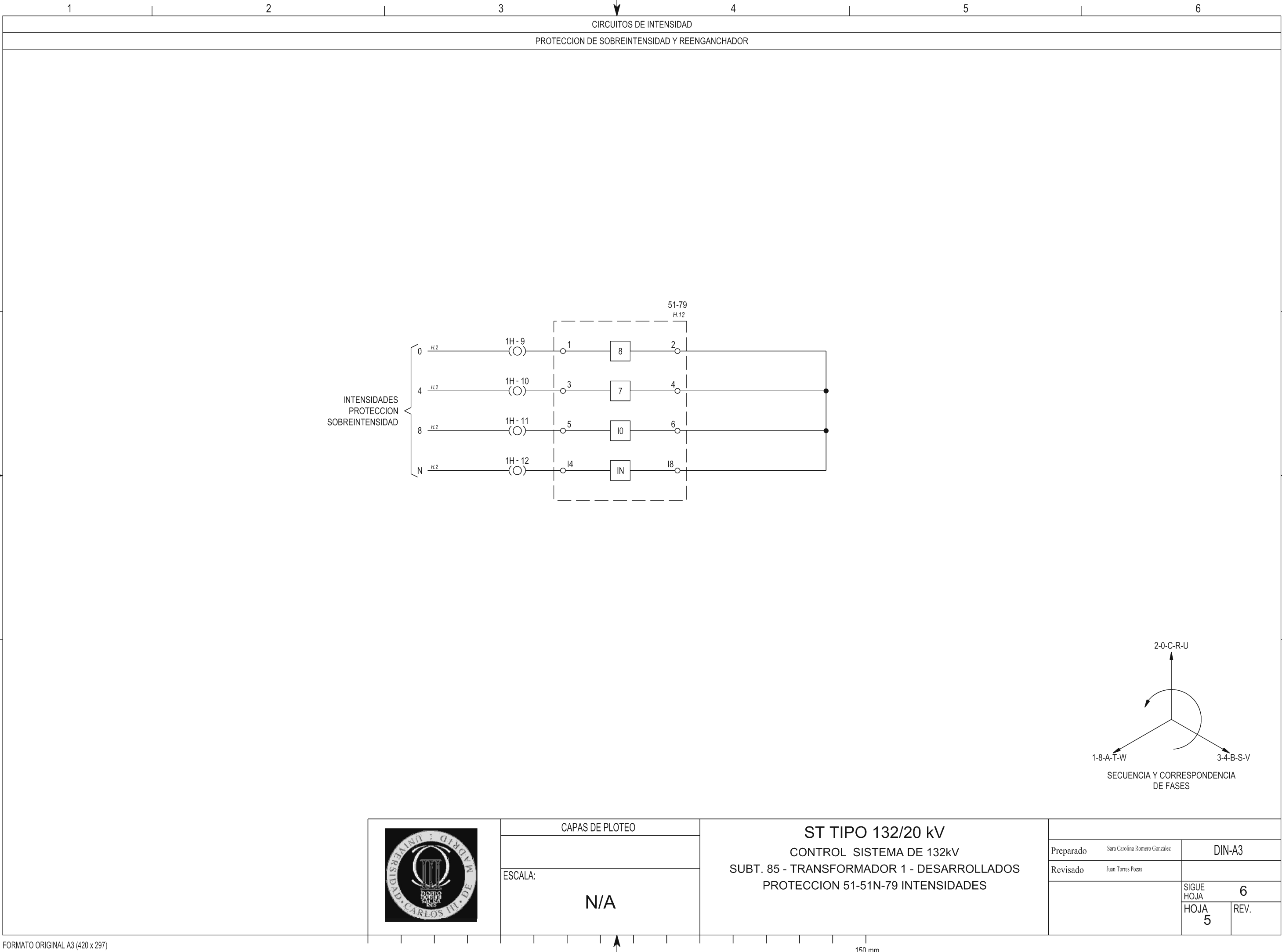
B

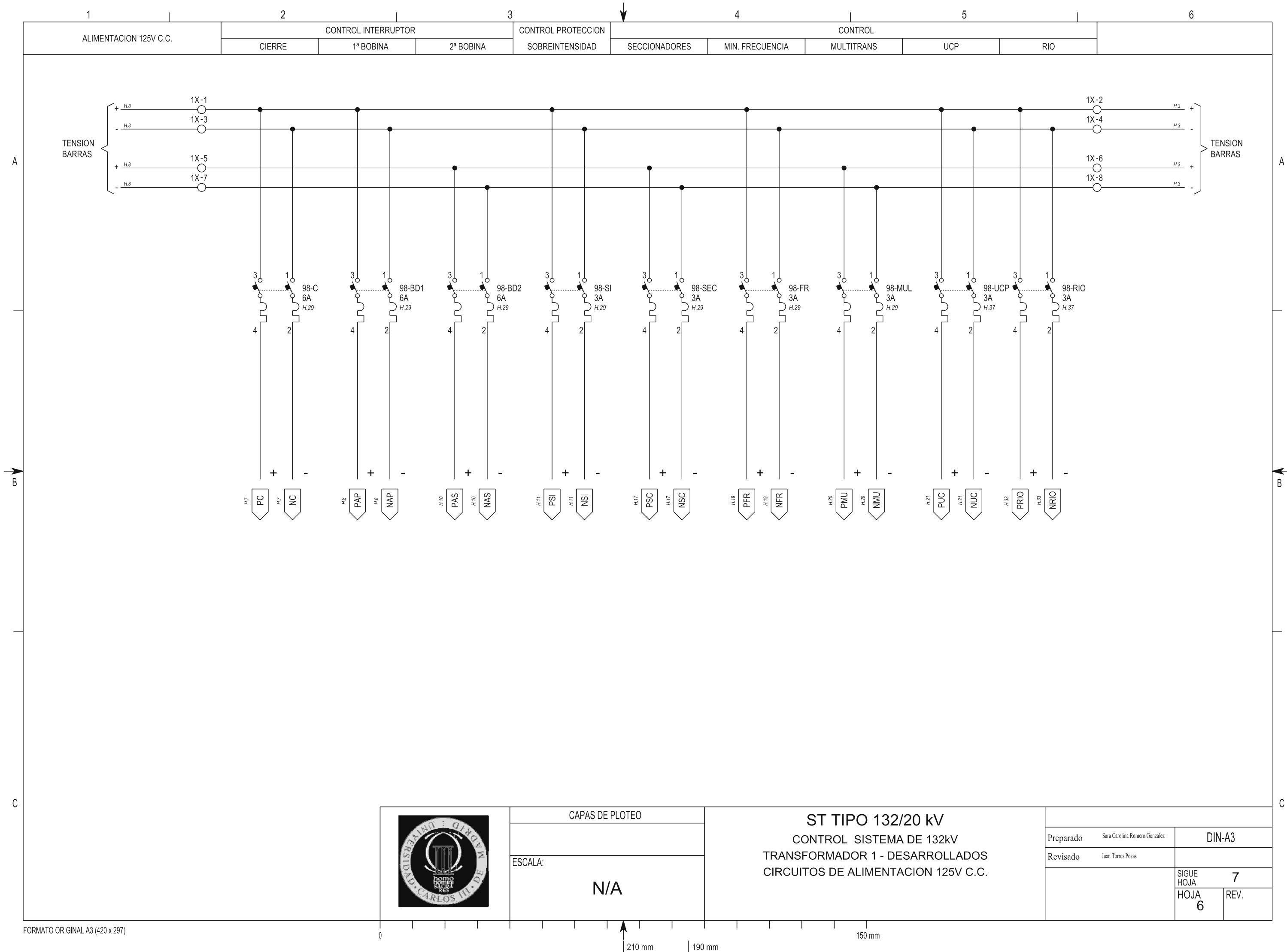
C

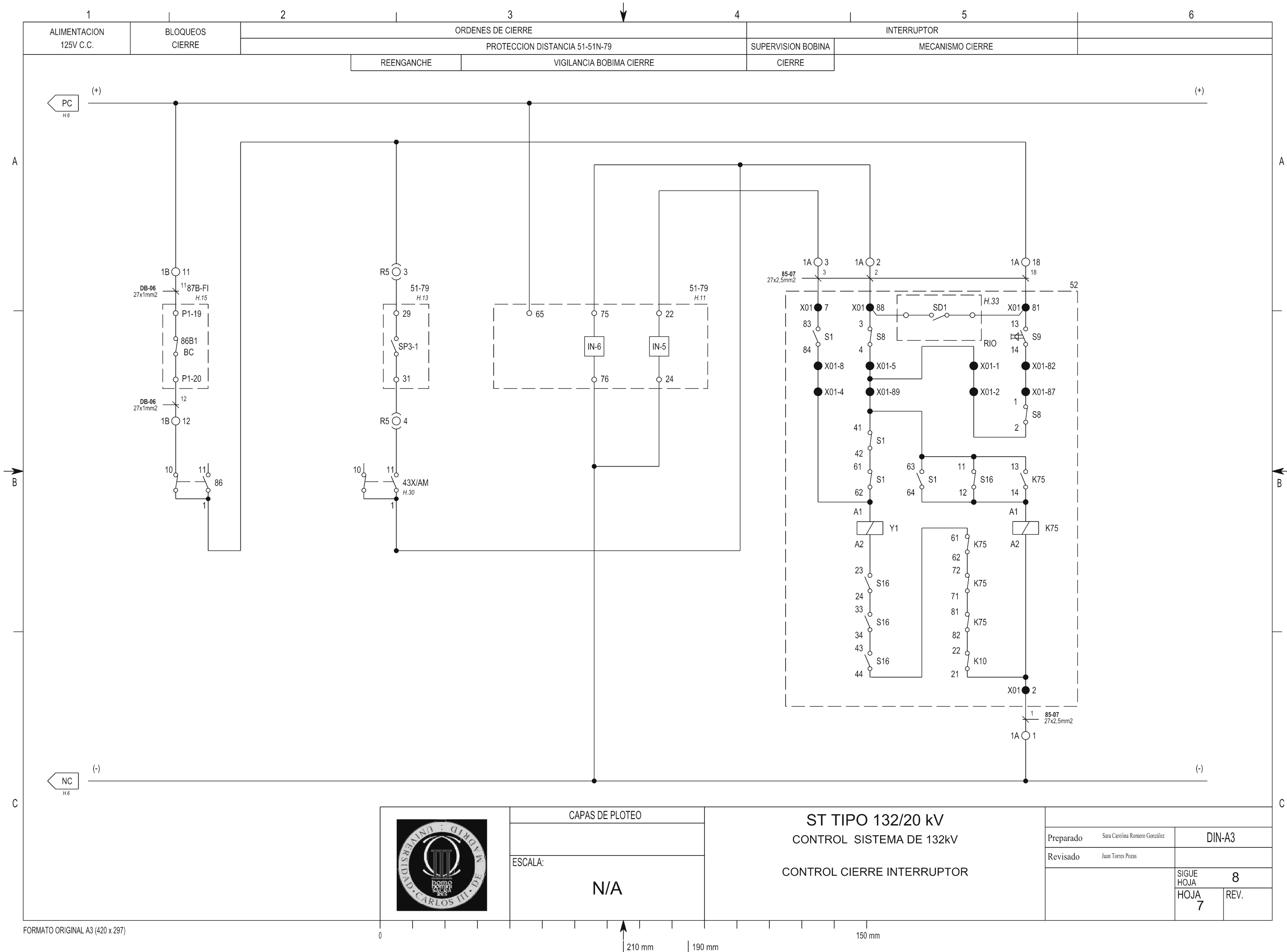
A

B

C







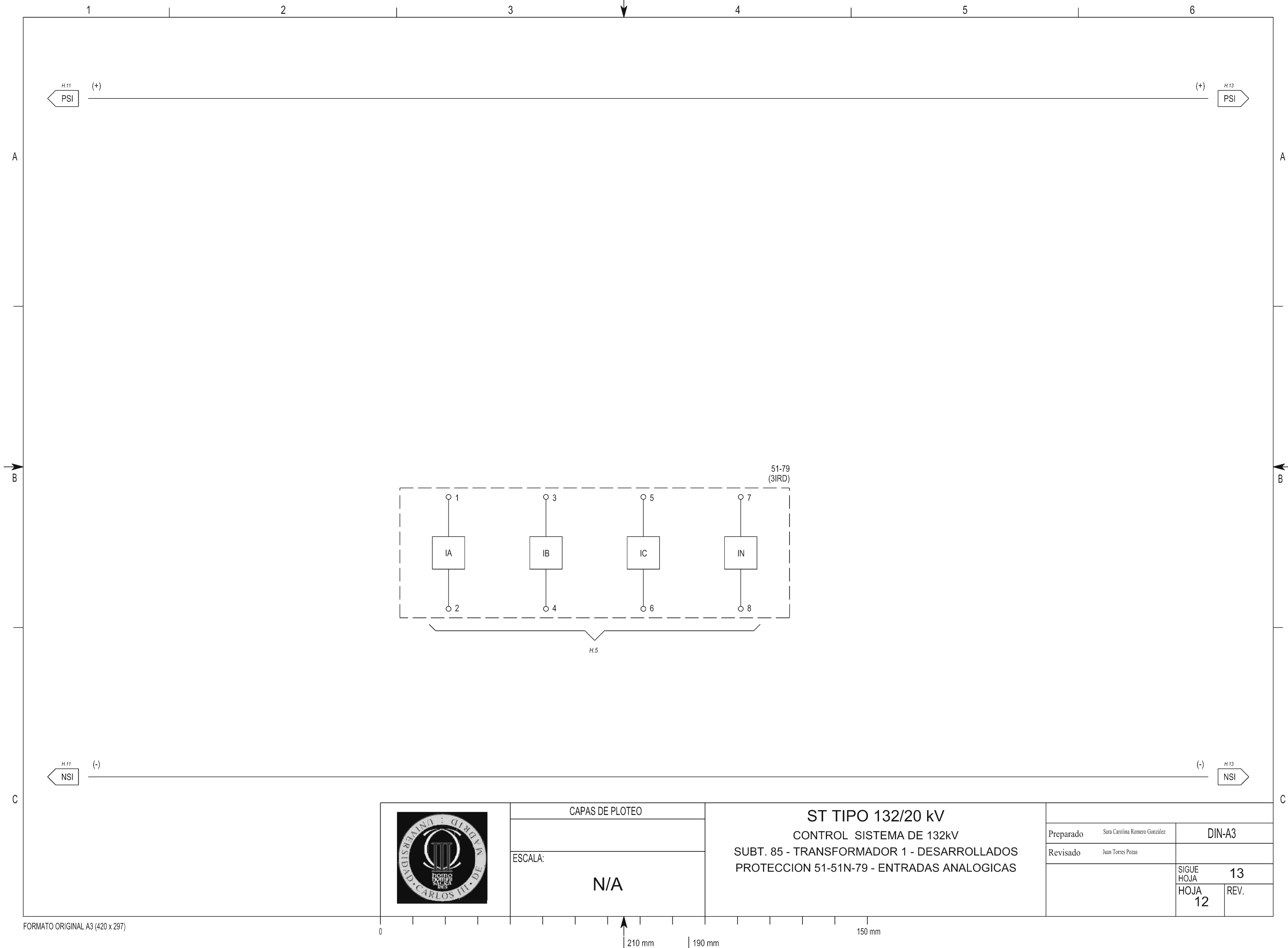


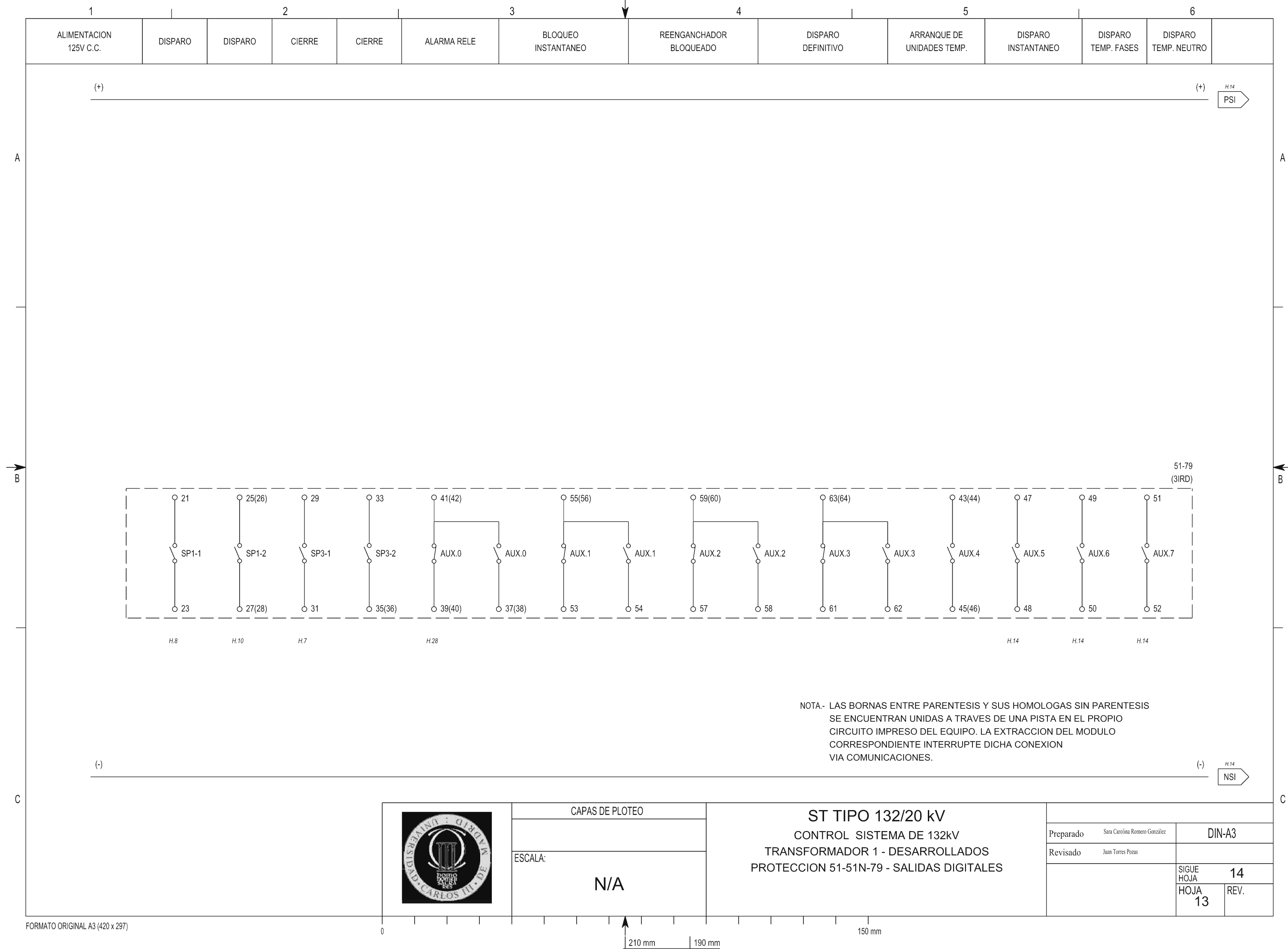




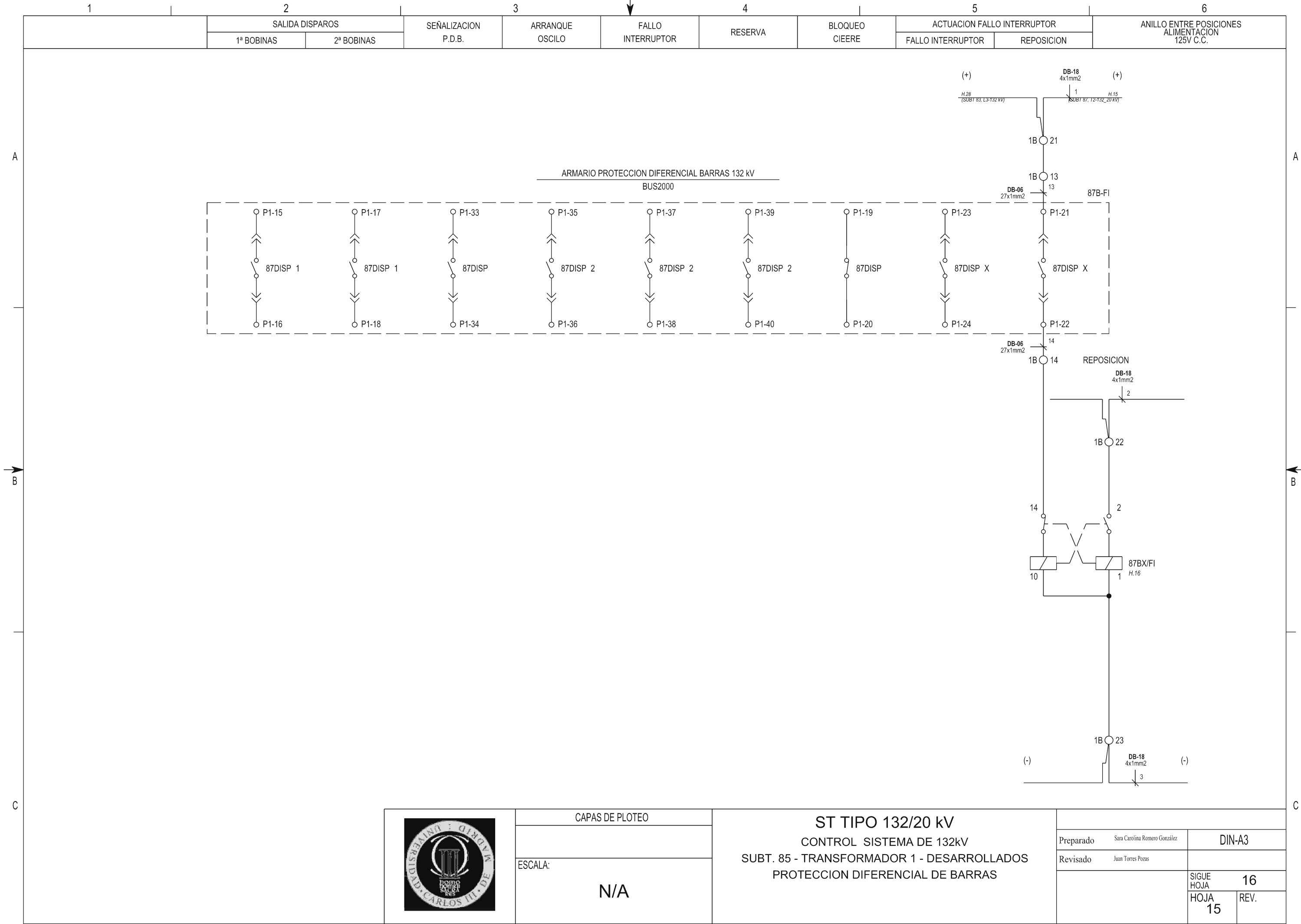












CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
SUBT. 85 - TRANSFORMADOR 1 - DESARROLLADOS  
PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS

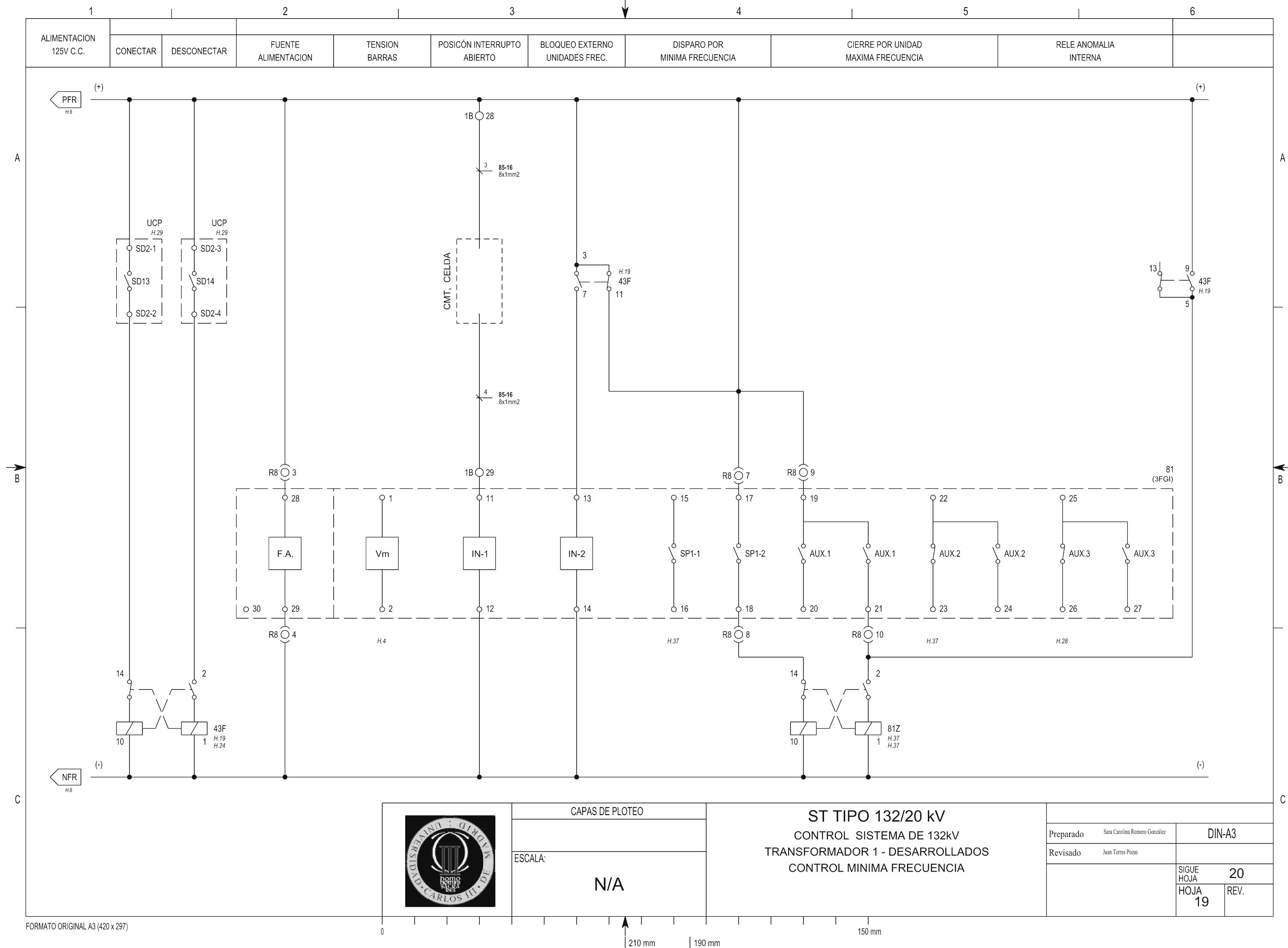
Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	16
	HOJA	15
	REV.	

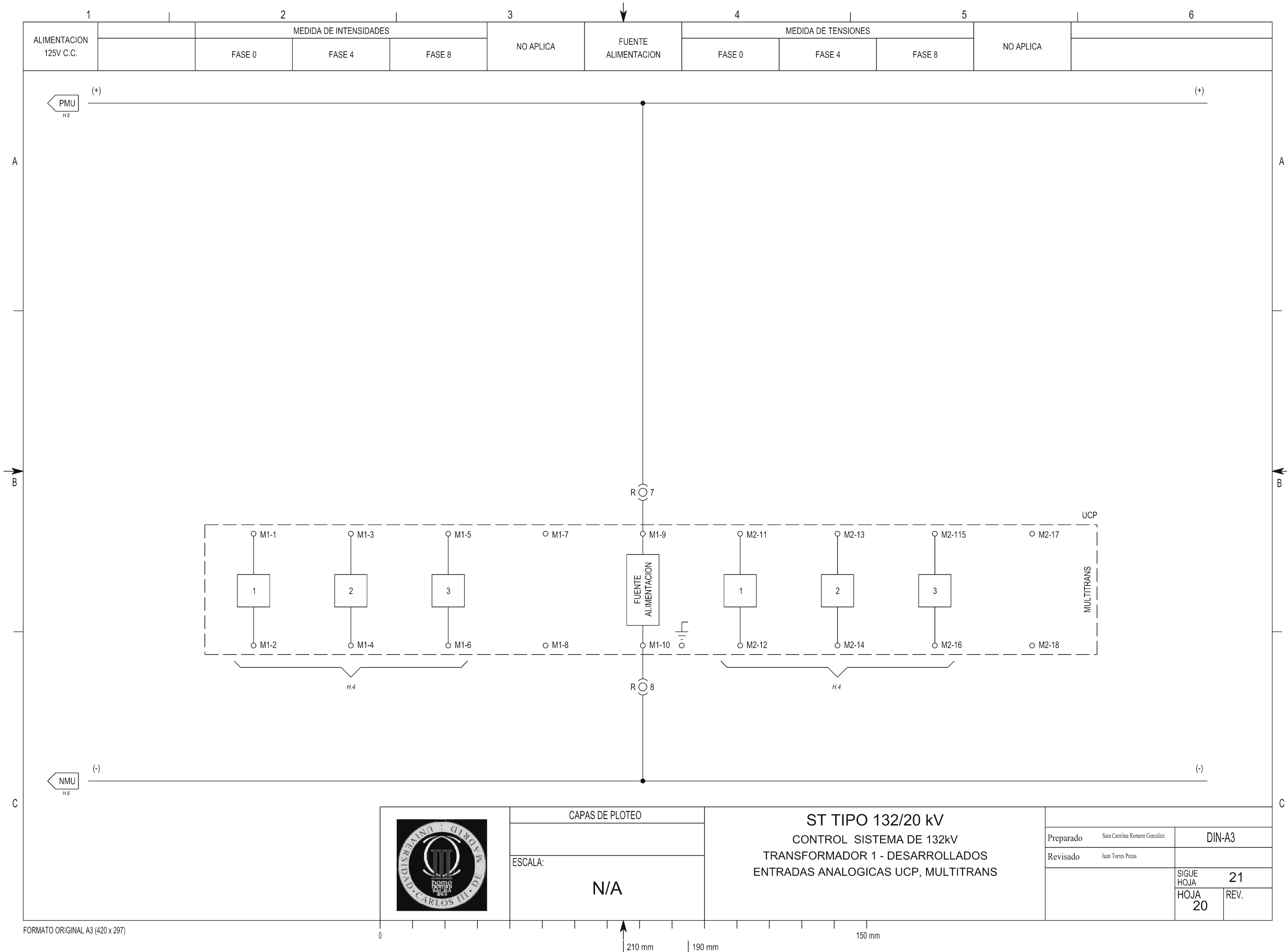


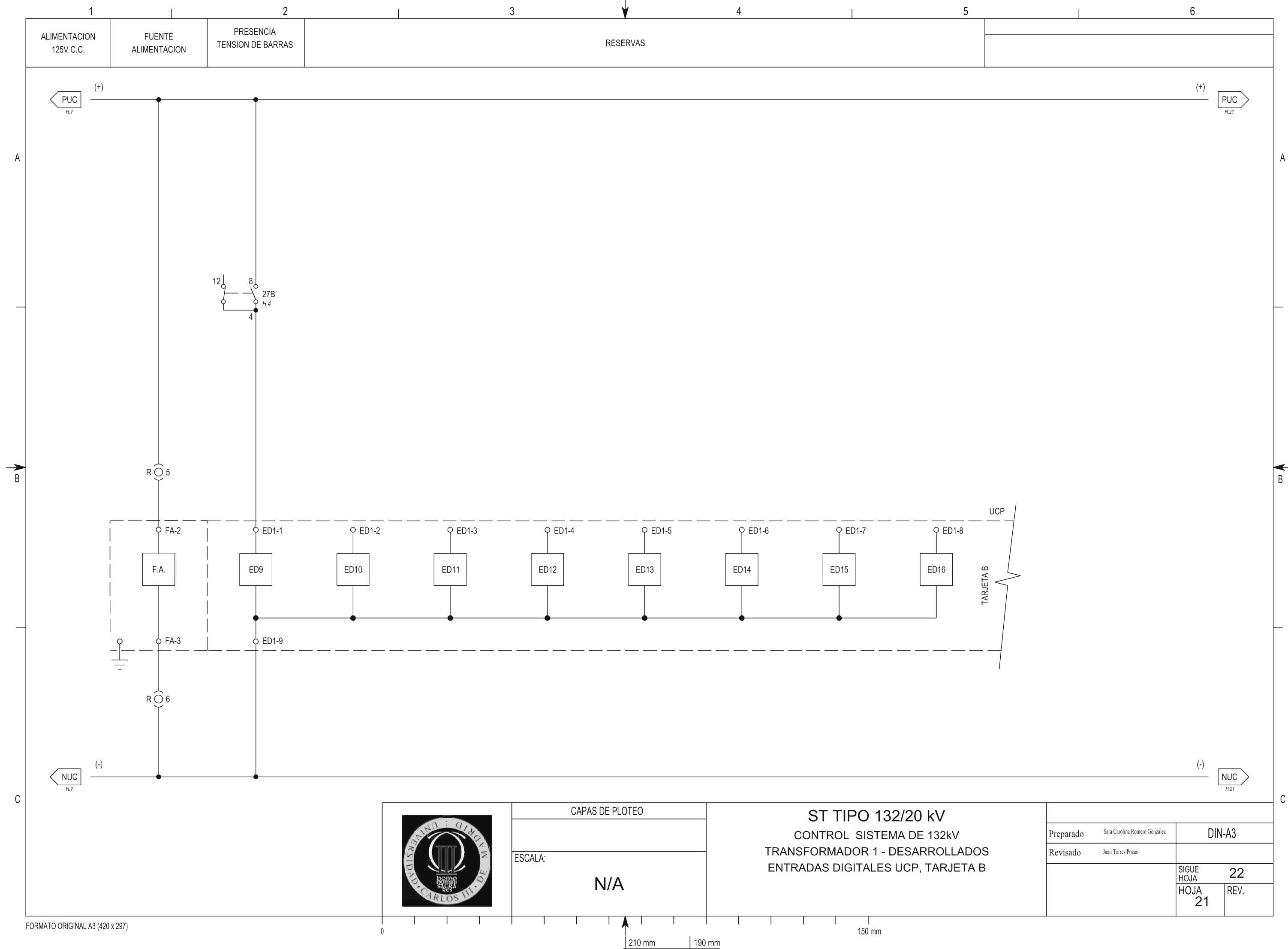


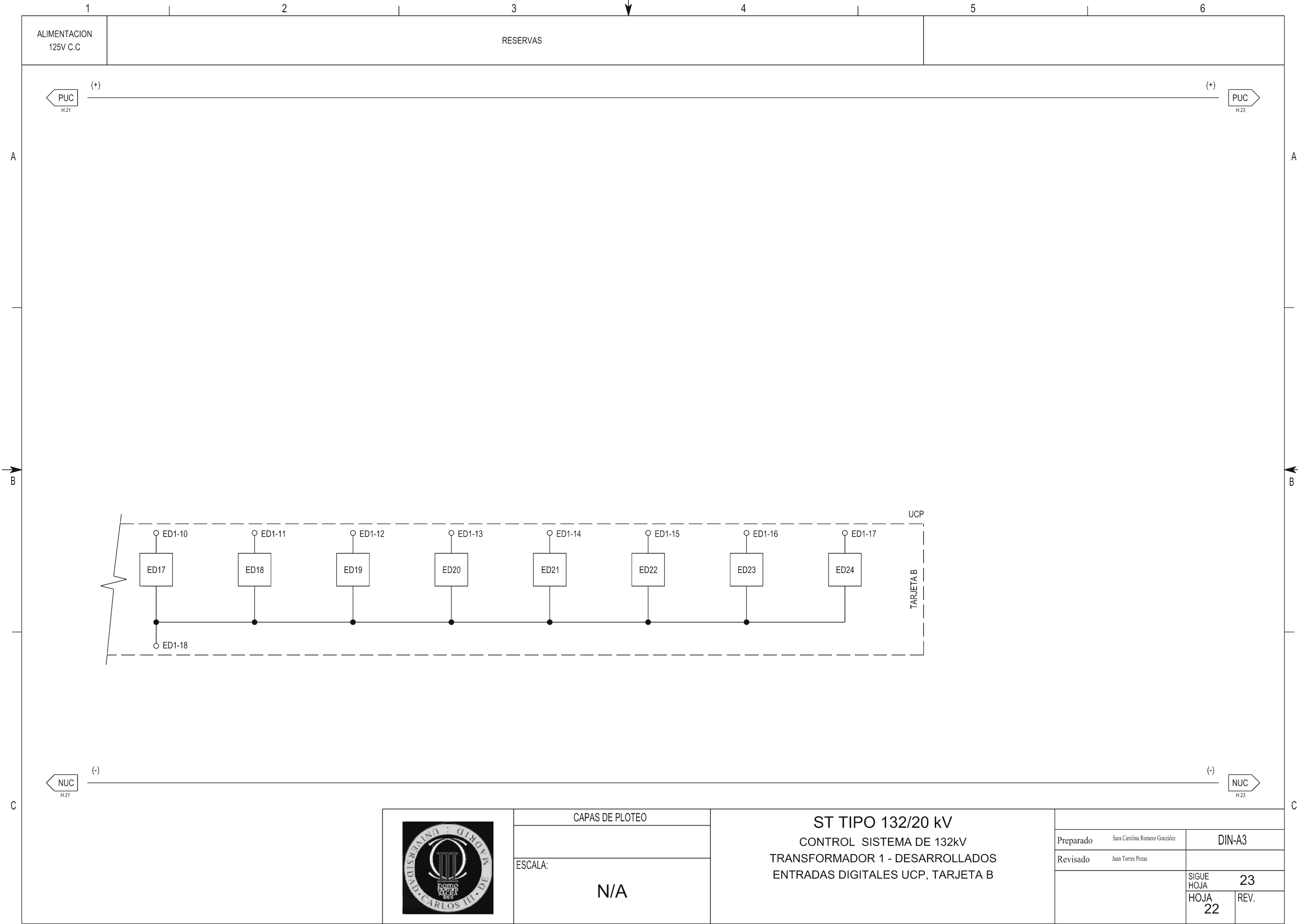






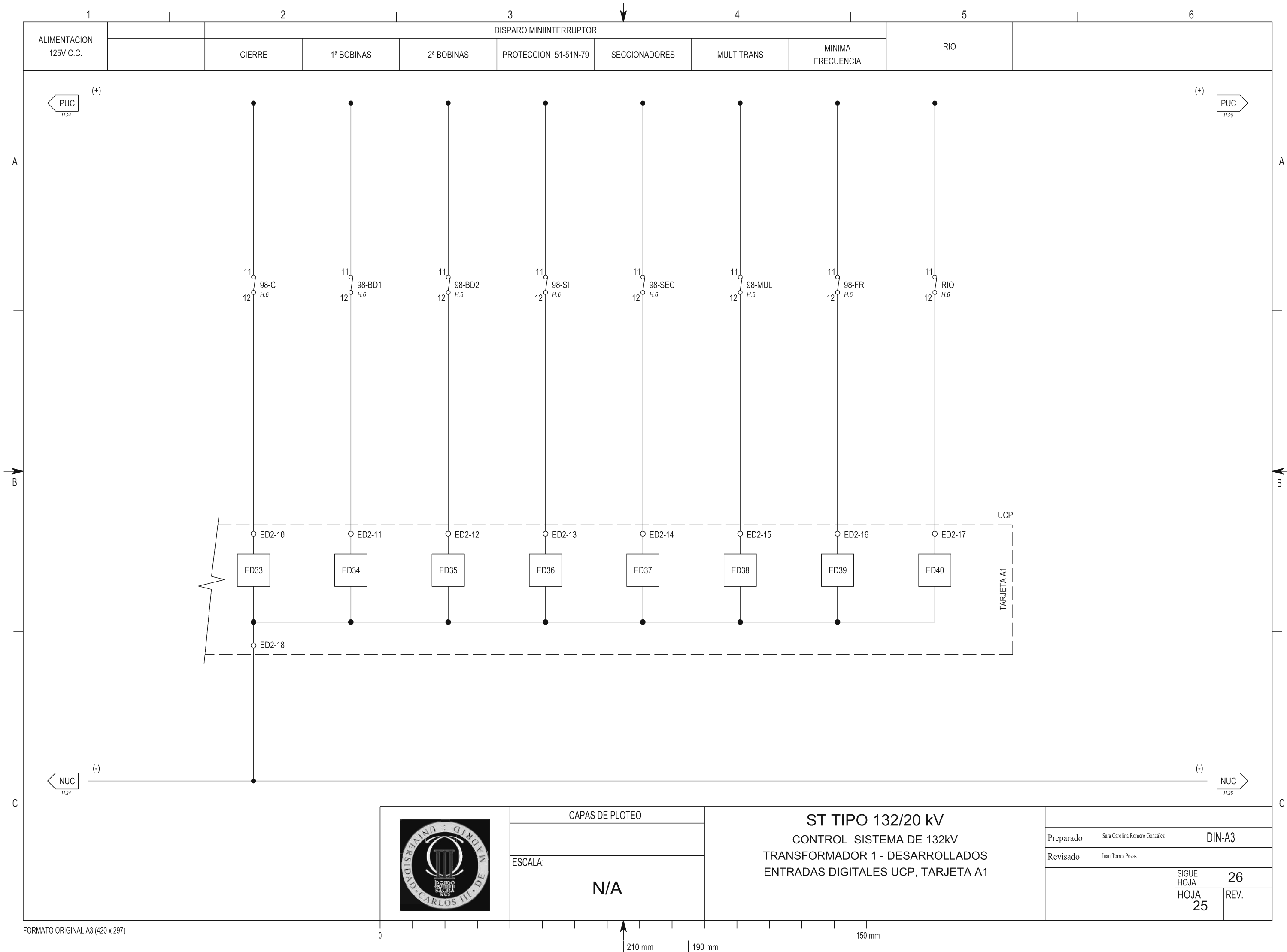


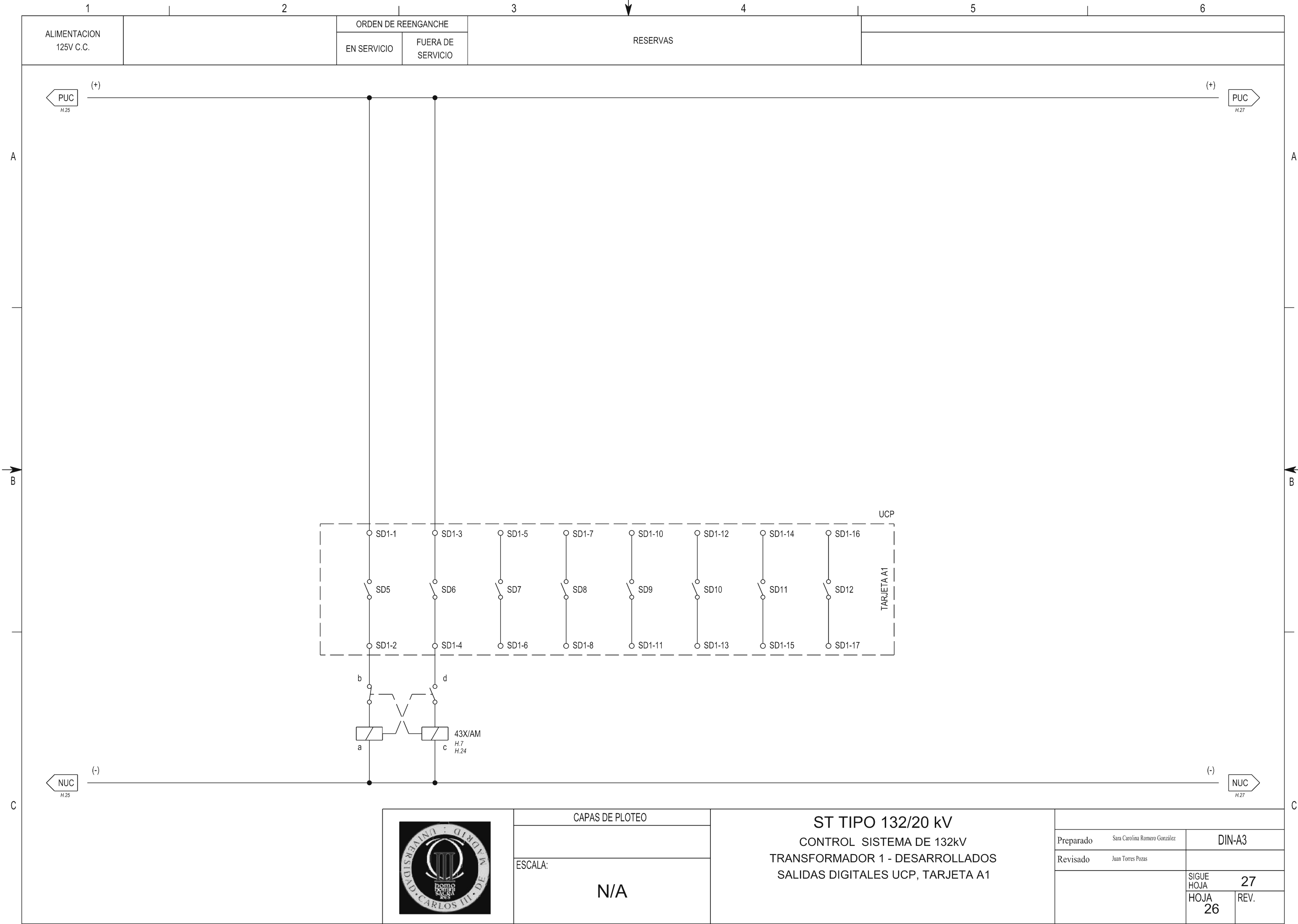








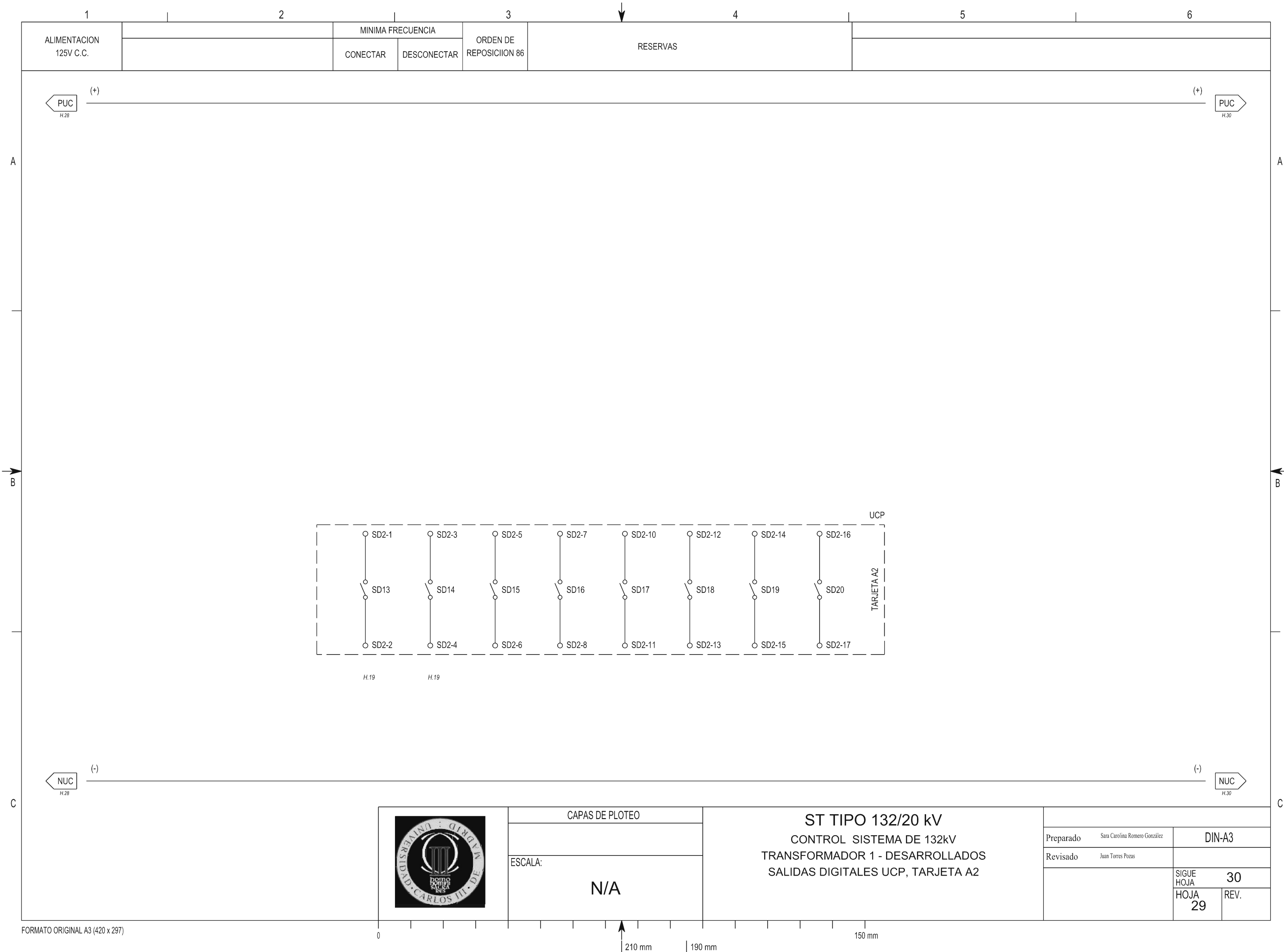


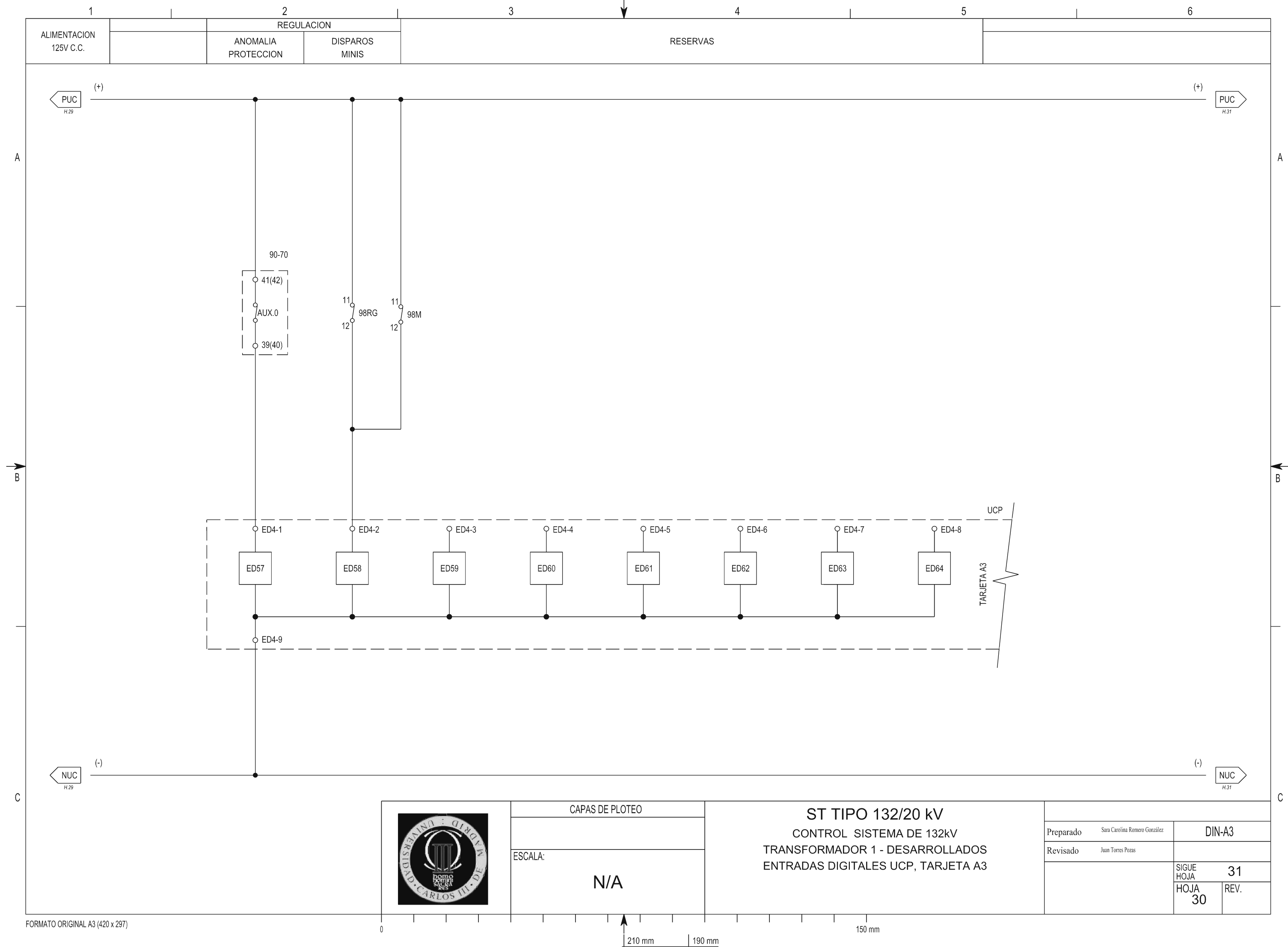




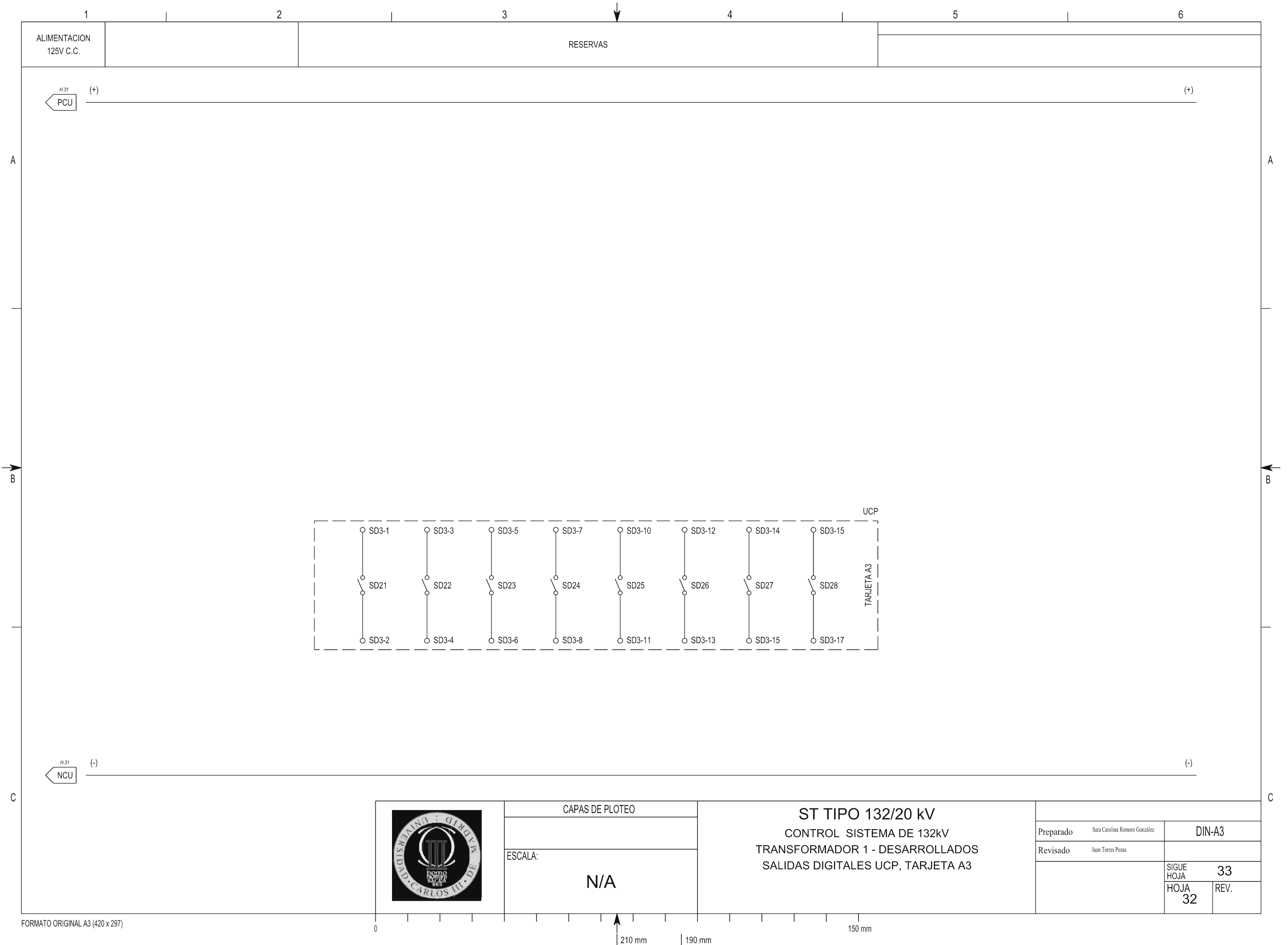


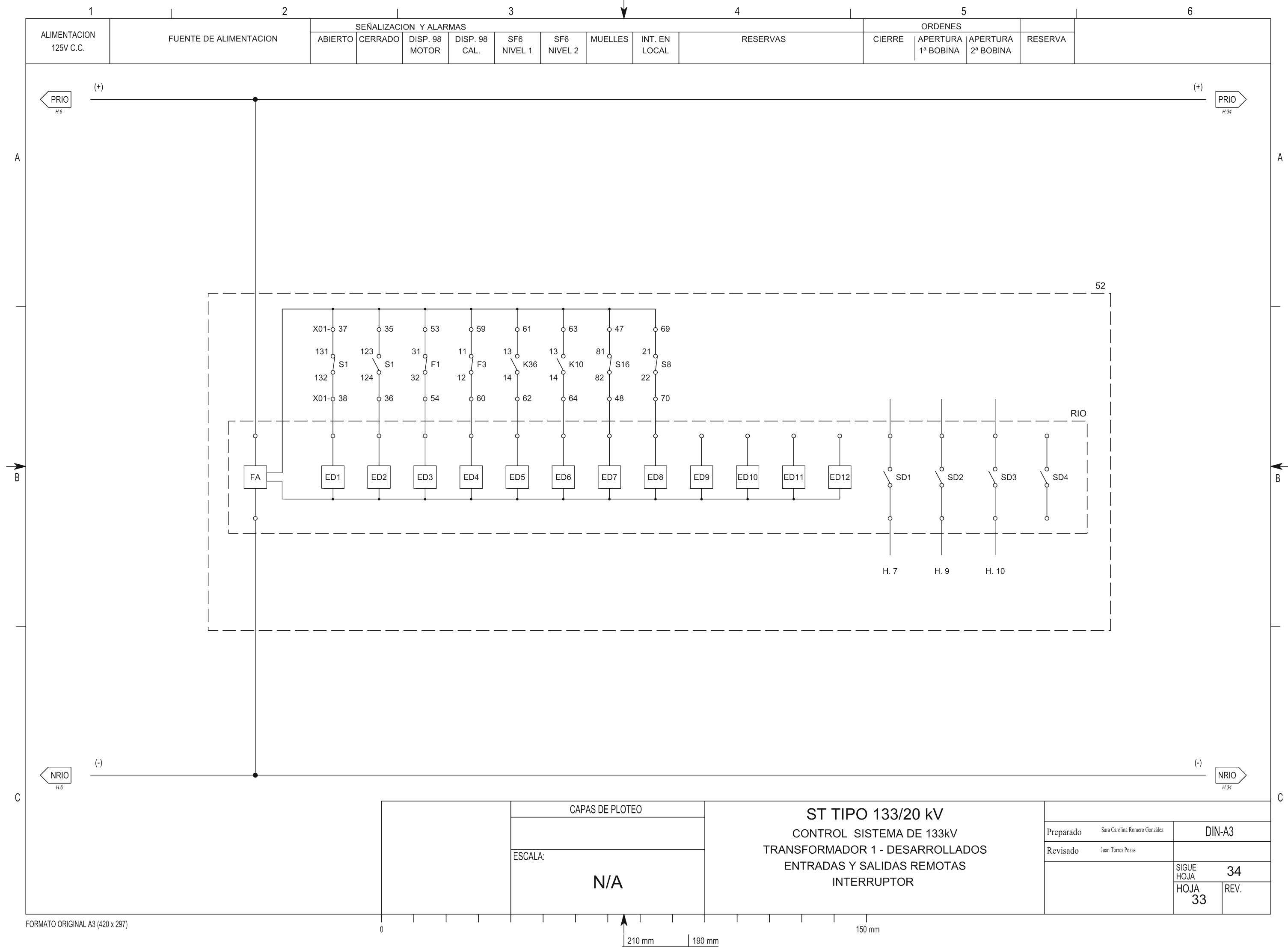








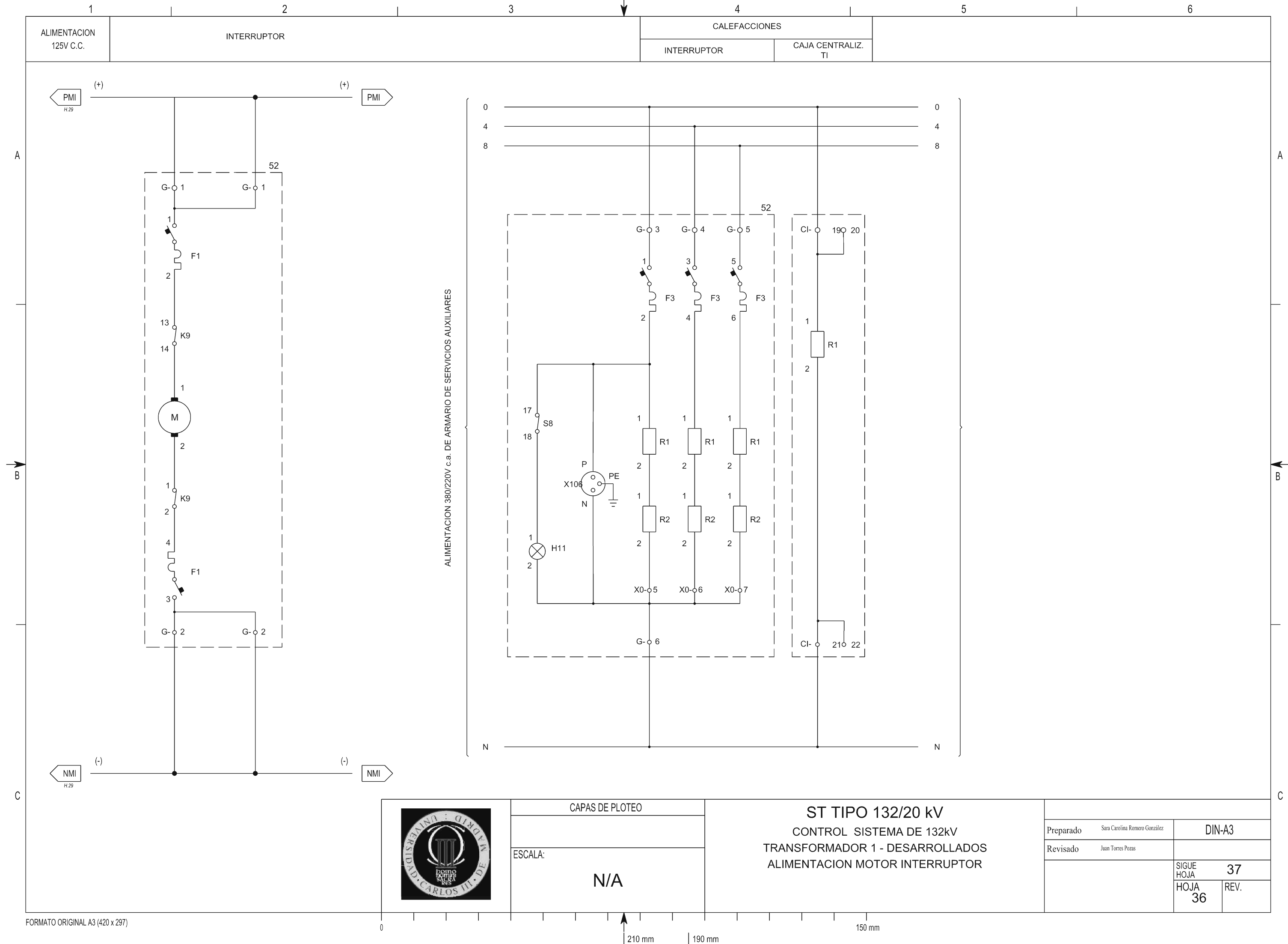






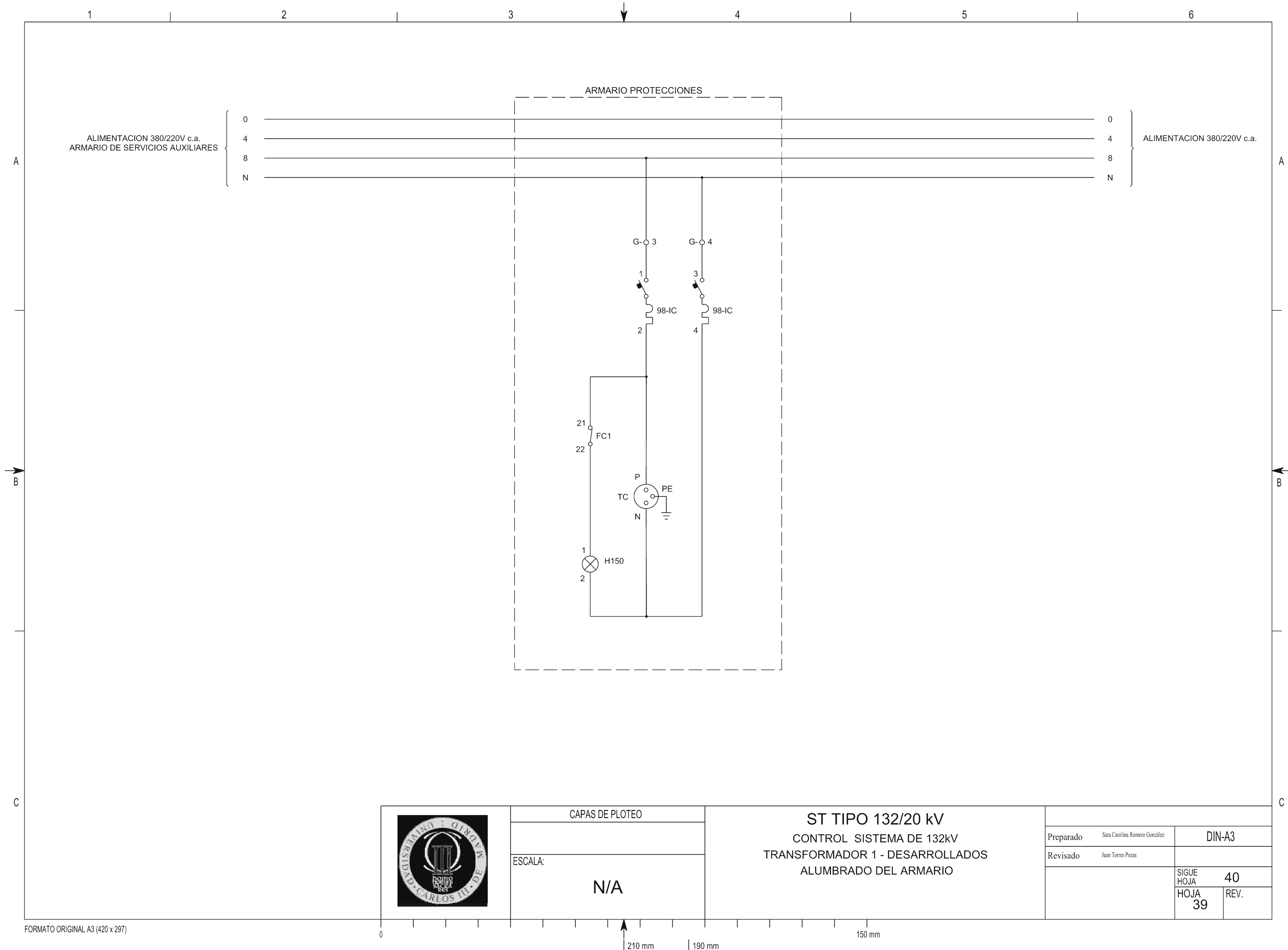




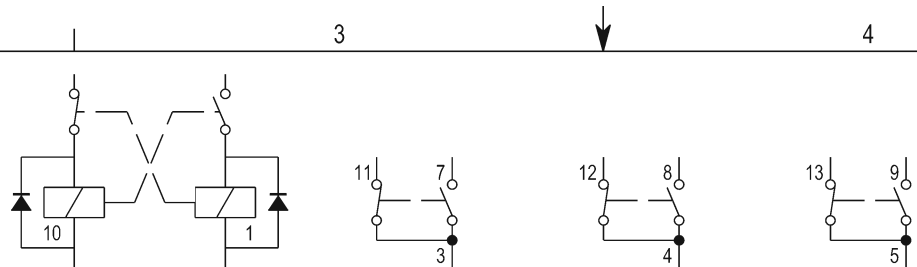
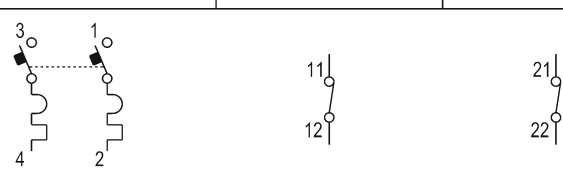
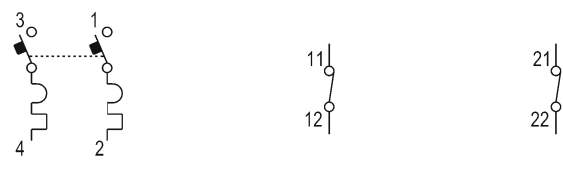
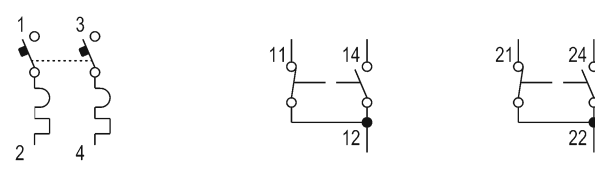









1		2		3		4		5		6										
A	ARTECHE																			
	Relé instantáneo RF4-DI - 125V c.c.																			
	29Y		37.4		16.1		28.3		19.2		17.2									
63BY		7.1		7.2																
A	ARTECHE																			
	Relé instantáneo RF4SY - 110V c.a.																			
	27B		4.5		16.2		25.3													
ARTECHE																				
Relé instantáneo RF4SY-DI - 125V c.c.																				
3/89A		16.2		19.2																
3/89B		16.2		17.2																
ARTECHE																				
Relé biestable BJ8BB - 125V c.c.																				
B	63BX		7.2		8.1				8.2		10.2								31.4	
	63JX		7.3		8.2		8.1		8.2		10.3								31.4	
	86		8.2		7.2		4.3		6.3		10.1		11.2		14.5		8.4		31.2	
	87X		7.4		8.3		8.1												31.2	
	50-51GX		7.6		8.3		8.1		8.4		10.4									
	43X/AM		30.2		7.2				28.4											
	63BZX		7.5		8.3		8.1		8.3		10.3								35.2	
	89AX		16.3		4.2		4.2		4.2		4.3		37.2		14.2		16.2		19.2	
	89BX		16.5		4.2		4.2		4.3		4.3		37.2		14.3		16.2		17.2	
	C	ARTECHE																		
Relé biestable BF3BB - 125V c.c.																				
43F		21.1		21.3		28.3		21.6												

	1	2	3	4	5	6
A	ARTECHE  Relé biestable BF3BB - 125V c.c.					
	81Z	21.4	37.5	37.5		
	86X	8.3				
	87BX/FI	15.5		28.4	16.2	
	SIEMENS  Interruptor Automático Magnetotérmico Bipolar 5SY5.206-7, 6A-curva C					
	98-BD1	6.2	29.2			
	98-C	6.2	29.2			
B	98-BD2	6.3	29.3			
	SIEMENS  Interruptor Automático Magnetotérmico Bipolar 5SY5.203-7, 3A-curva C					
	98-FR	6.4	29.4			
	98-SEC	6.4	29.4			
	98-UCP	6.5	37.2			
	98-MUL	6.5	29.4			
	98-SI	6.3	29.3			
	98TZ	12.4	35.4			
	98RG	3.4	34.2			
	98M	7.4	34.3			
	98PT	3.4	31.4			
98DT	3.3	31.3				
	SIEMENS  Interruptor Automático Magnetotérmico Bipolar 5SY5.203-7, 3A-curva C					
	98-IC	37.3	19.5			
C						
			CAPAS DE PLOTEO		ST TIPO 132/20 kV CONTROL SISTEMA DE 132kV TRANSFORMADOR 1 - DESARROLLADOS HOJAS DE ACTUACIONES	
	ESCALA:					
			N/A			
					Preparado Sara Carolina Romero González	
				Revisado Juan Torres Pozas		
				DIN-A3		
				SIGUE HOJA 42		
				HOJA 41 REV.		





The diagram shows a horizontal layout of the DESARROLLADOS section. A scale bar at the top is marked from 1 to 6. The section is divided into two main areas: SISTEMA DE 132 KV on the left and ARMARIO PROTECCIONES ENLACE Y MEDIDA on the right. The title DESARROLLADOS is centered at the top of the section.

IDENTIFIC.HOJA			DESCRIPCION CONTENIDO
PLANO	REV.	CAD	

IDENTIFIC.HOJA			DESCRIPCION CONTENIDO	A
PLANO	REV.	CAD		

		000	PORTADA			016	CIRCUITOS DE TENSIONES DE BARRAS 2
		001	HOJA INDICE			017	
		002	HOJA INDICE			018	CIRCUITOS DE TENSIONES DE BARRAS
		003	CONDICIONES GENERALES DE REPRESENTACION DE ESQUEMAS			019	DISTRIBUCION DE C.C. EN PANEL DE PROTECCIONES
		004	CONTACTOS INTERRUPTOR			020	CIERRE INTERRUPTOR
		005	CONTACTOS SECCIONADORES			021	APERTURA 1ª BOBINA INTERRUPTOR
		006				022	APERTURA 2ª BOBINA INTERRUPTOR
		007	ESQUEMAS DE ACTUACION DE RELES AUXILIARES			023	CIRCUITOS DE PROTECCION DE SOBREINTENSIDAD
		008	ESQUEMAS DE ACTUACION DE INTERRUPTORES AUTOMATICOS			024	CIRCUITOS DE PROTECCION DE SOBREINTENSIDAD SALIDAS
		009				025	CIRCUITOS DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS
		010	UNIFILAR SIMPLIFICADO			026	CIRCUITOS DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS
		011				027	CIRCUITOS DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS
		012	CONDICIONES DE ENCLAVAMIENTO			028	ALIMENTACION Y SALIDAS DIGITALES UCP
		013	CIRCUITOS DE INTENSIDAD			029	SALIDAS DIGITALES UCP
		014				030	
		015	CIRCUITOS DE TENSIONES BARRAS 1			031	ENTRADAS ANALOGICAS UCP



ST TIPO 132/20 kV

Preparado	Sara Carolina Romero González
Revisado	Juan Torres Pozas

ESCALA:

## INDICE

FORMATO ORIGINAL A3 (420 x 297)

150 mm

123456

DESARROLLADOS

SISTEMA DE 132 KVARMARIO PROTECCIONES ENLACE Y MEDIDA

IDENTIFIC.HOJA			DESCRIPCION CONTENIDO	IDENTIFIC.HOJA			DESCRIPCION CONTENIDO
PLANO	REV.	CAD		PLANO	REV.	CAD	
		032	TARJETAS MULTITRANS UCP			048	
		033	ENTRADAS DIGITALES UCP			049	
		034	ENTRADAS DIGITALES UCP			050	
		035	ENTRADAS DIGITALES UCP			051	
		036				052	
		037				053	
		038				054	
		039				055	
		040	ENTRADAS Y SALIDAS REMOTAS INTERRUPTOR			056	ALIMENTACION MOTOR INTERRUPTOR
		041	ENTRADAS Y SALIDAS REMOTAS SECCIONADOR DE BARRAS A			057	MOTOR Y CALEFACCION SECCIONADOR 89-A
		042	ENTRADAS Y SALIDAS REMOTAS SECCIONADOR DE BARRAS B			058	MOTOR Y CALEFACCION SECCIONADOR 89-B
		043				059	ALUMBRADO ARMARIO
		044				060	
		045				061	
		046	SECCIONADOR DE BARRAS A			062	
		047	SECCIONADOR DE BARRAS B			063	

CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

ST TIPO 132/20 kV

CONTROL SISTEMA DE 132kV

ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS

INDICE

PreparadoSara Carolina Romero González

RevisadoJuan Torres Pozas

SIGUE HOJA

HOJA

2

REV.

3

DIN-A3

FORMATO ORIGINAL A3 (420 x 297)

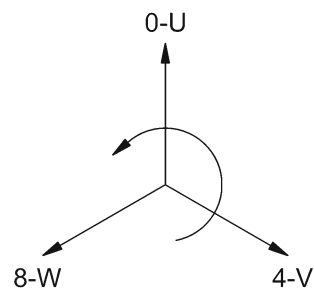
0150 mm

## CONDICIONES GENERALES DE REPRESENTACION DE LOS ESQUEMAS

- INTERRUPTOR ABIERTO, CON RESORTES DESTENSADOS Y SIN PRESION DE GAS
- SECCIONADORES ABIERTOS
- TODOS LOS CIRCUITOS DE C.A. Y C.C. SIN TENSION
- INTERRUPTORES AUTOMATICOS MAGNETOTERMICOS ABIERTOS
- RELES AUXILIARES EN REPOSO
- RELES BASCULANTES PREPARADOS PARA EXCITAR POSICION II
- PULSADORES SIN ACTUAR

## NOMENCLATURA DE BORNAS

- ☐ PANEL DE PROTECCIONES .
- ☒ BORNAS FINALES DE TRANSFORMADOR Y DE REACTANCIA.
- ☐ BORNA SECCIONABLE EN PANEL DE PROTECCIONES (BORNA DE PRUEBA RELES, INTENSIDADES Y TENSIONES).
- ☒ CELDA MEDIA TENSION.
- ☐ BORNA DE ELEMENTO DE IDENTIFICACION INEQUIVOCA.  
(INTERRUPTOR, PROTECCIONES PRECABLEADAS, UCS ETC).



## SECUENCIA Y CORRESPONDENCIA DE FASES



## CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

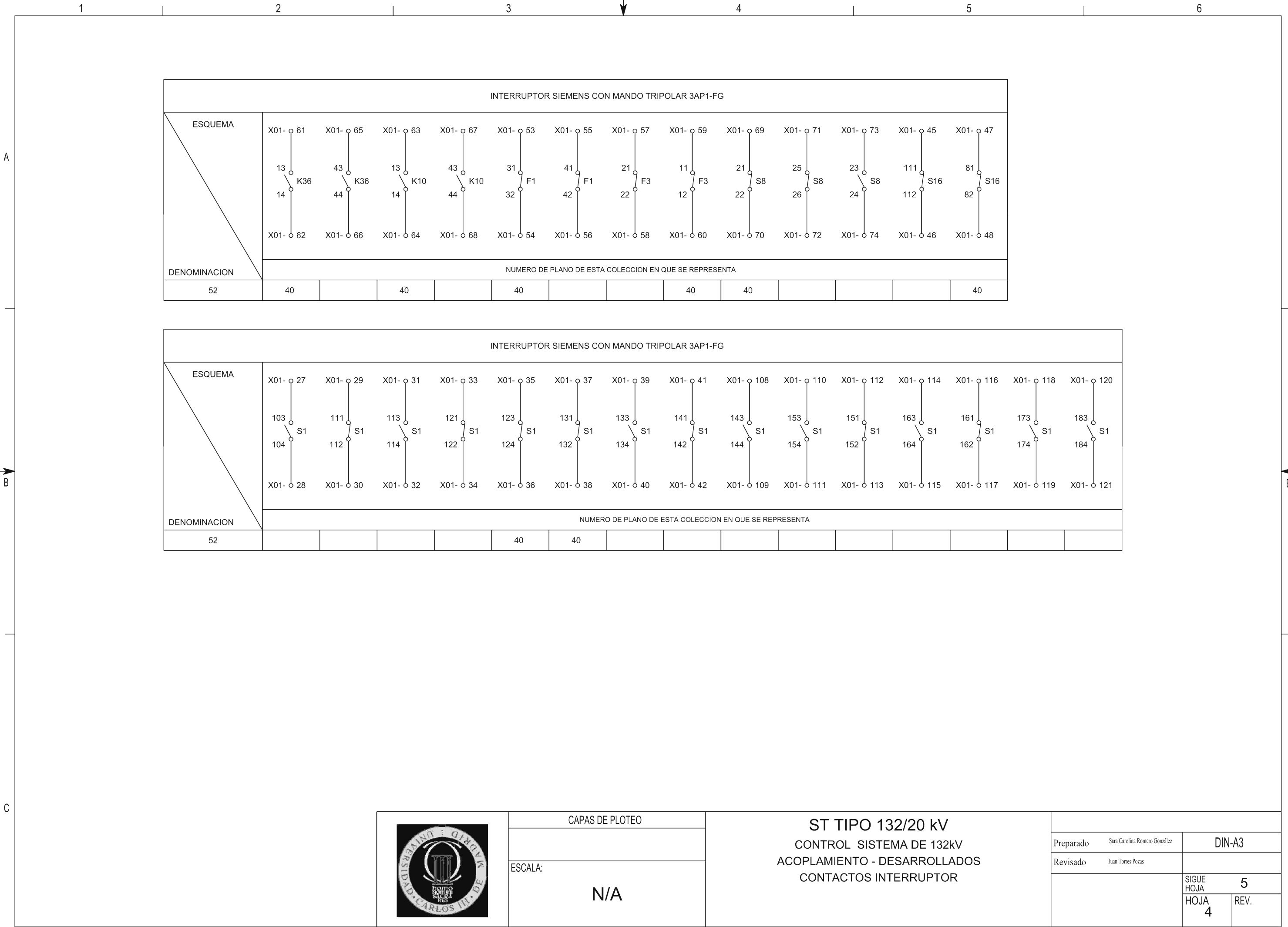
ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
ACOPAMIENTO - DESARROLLADOS  
CONDICIONES DE REPRESENTACION DE ESQUEMAS

Preparado	Sara Carolina Romero González
-----------	-------------------------------

DIN-A3

Revisado	Juan Torres Pozas
----------	-------------------

SIGUE HOJA	4
HOJA 3	REV.



0

210 mm

190 mm

150 mm

ESTADO DE LA UNIVERSIDAD DE MADRID  
CARLOS III DE ESPAÑA

CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

ST TIPO 132/20 kV

CONTROL SISTEMA DE 132kV

ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS

CONTACTOS INTERRUPTOR

Preparado

Sara Carolina Romero González

DIN-A3

Revisado

Juan Torres Pozas

SIGUE HOJA  
HOJA  
4

5  
REV.

FORMATO ORIGINAL A3 (420 x 297)

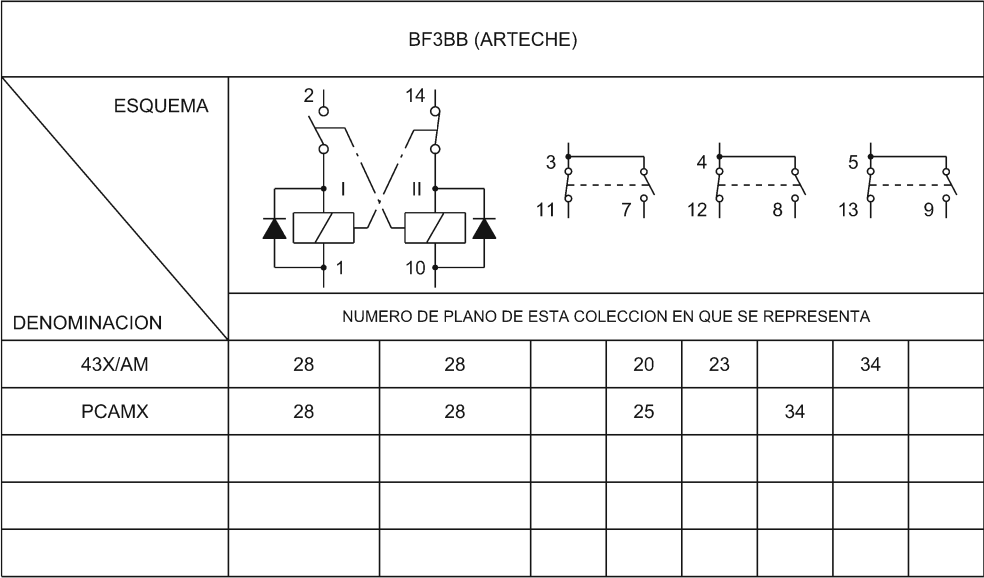
0

210 mm

190 mm

150 mm





A

A

B

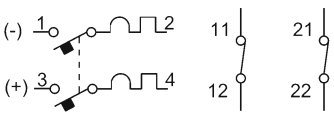
B

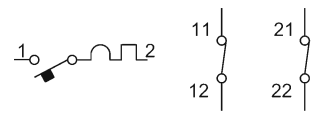
C

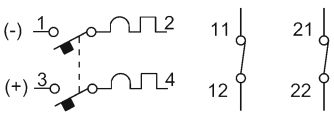
C

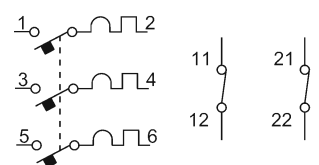


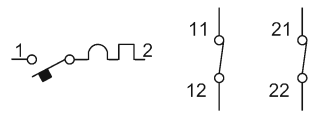
CAPAS DE PLOTEO		<div>ST TIPO 132/20 kV</div> <div>CONTROL SISTEMA DE 132kV</div> <div>ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS</div> <div>ESQUEMAS DE ACTUACION RELES AUXILIARES</div>				
<div>ESCALA:</div> <div>N/A</div>			Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3	
			Revisado	Juan Torres Pozas		
					SIGUE HOJA	8
					HOJA	REV.
			7			

INTERRUPTOR AUTOMATICO MAGNETOTERMICO S282UCK6+S2-H02 (ABB)			
ESQUEMA			
	Nº DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA		
DENOMINACION			
98BD1	19	33	
98BD2	19	33	
98C	19	33	

INTERRUPTOR AUTOMATICO MAGNETOTERMICO S201PK2+S2C-H02L (ABB)			
ESQUEMA			
	Nº DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA		
DENOMINACION			
98-2/B1	15	15	15
98-2/B2	16	16	16

INTERRUPTOR AUTOMATICO MAGNETOTERMICO S282UCK3+S2-H02 (ABB)			
ESQUEMA			
	Nº DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA		
DENOMINACION			
98U	19		
98MS	19	33	
98SBI	19	33	
98CDO	19	33	
98RIO	19	33	

INTERRUPTOR AUTOMATICO MAGNETOTERMICO S203PC6+S2C-H02L (ABB)			
ESQUEMA			
	Nº DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA		
DENOMINACION			
98-1/B1	15	15	15
98-1/B2	16	16	16

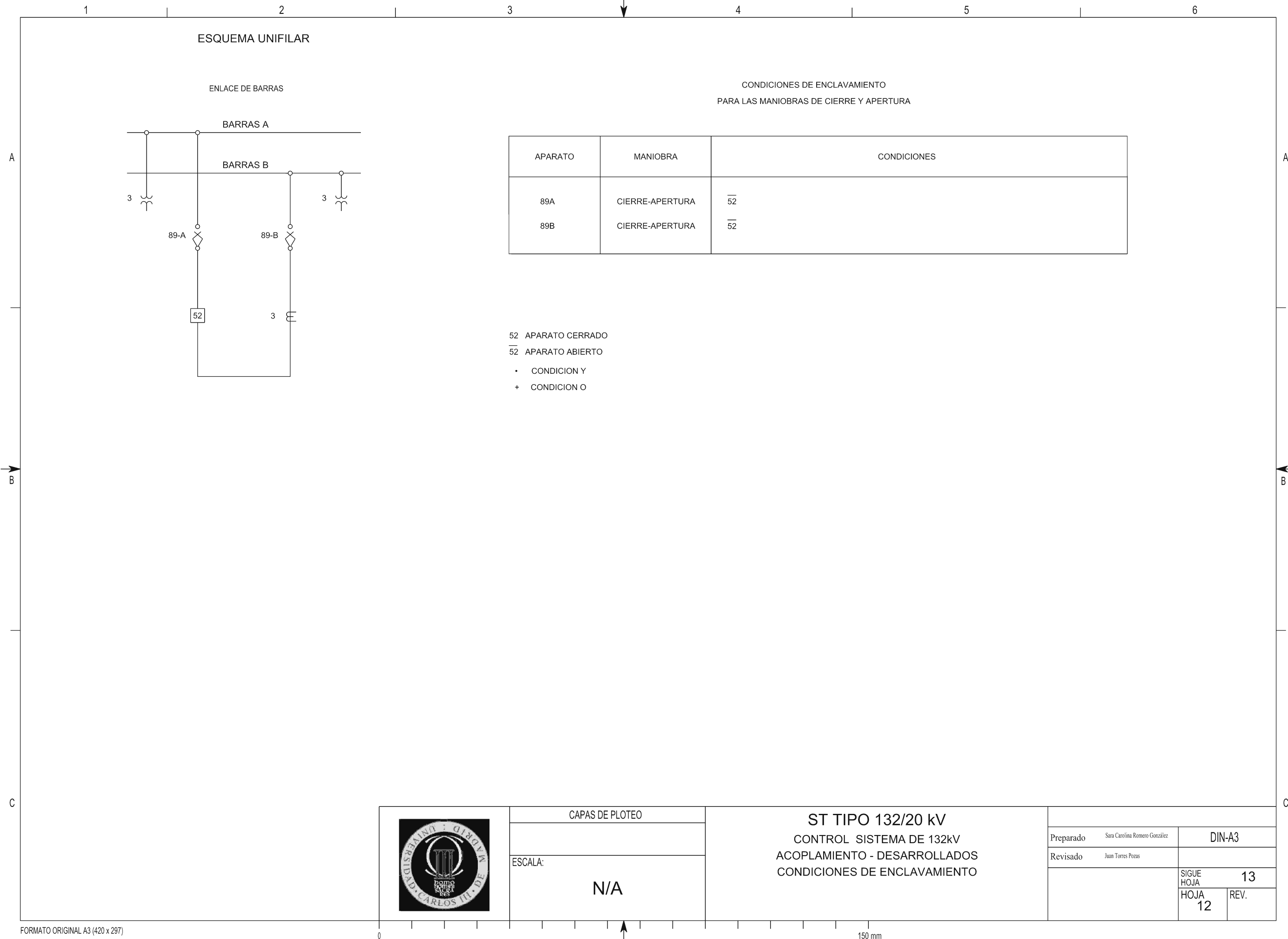
INTERRUPTOR AUTOMATICO MAGNETOTERMICO S201C6+S2C-H02L (ABB)			
ESQUEMA			
	Nº DE PLANO DE ESTA COLECCION EN QUE SE REPRESENTA		
DENOMINACION			
98IC	59	33	



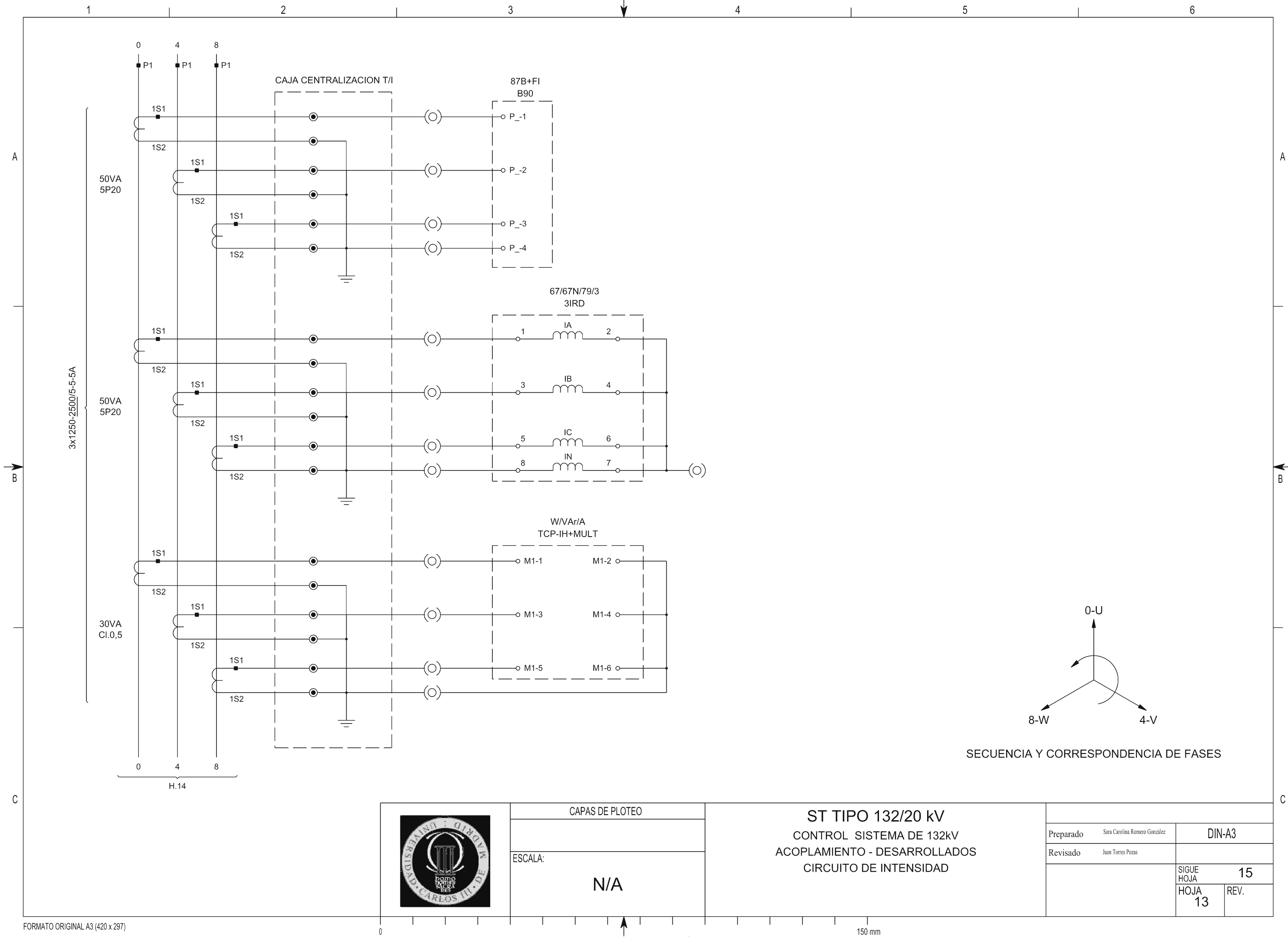
CAPAS DE PLOTEO	
ESCALA:	
N/A	

ST TIPO 132/20 kV	
CONTROL SISTEMA DE 132kV	
ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS	
ESQUEMAS DE ACTUACION INTERRUPTORES AUTOMATICOS	

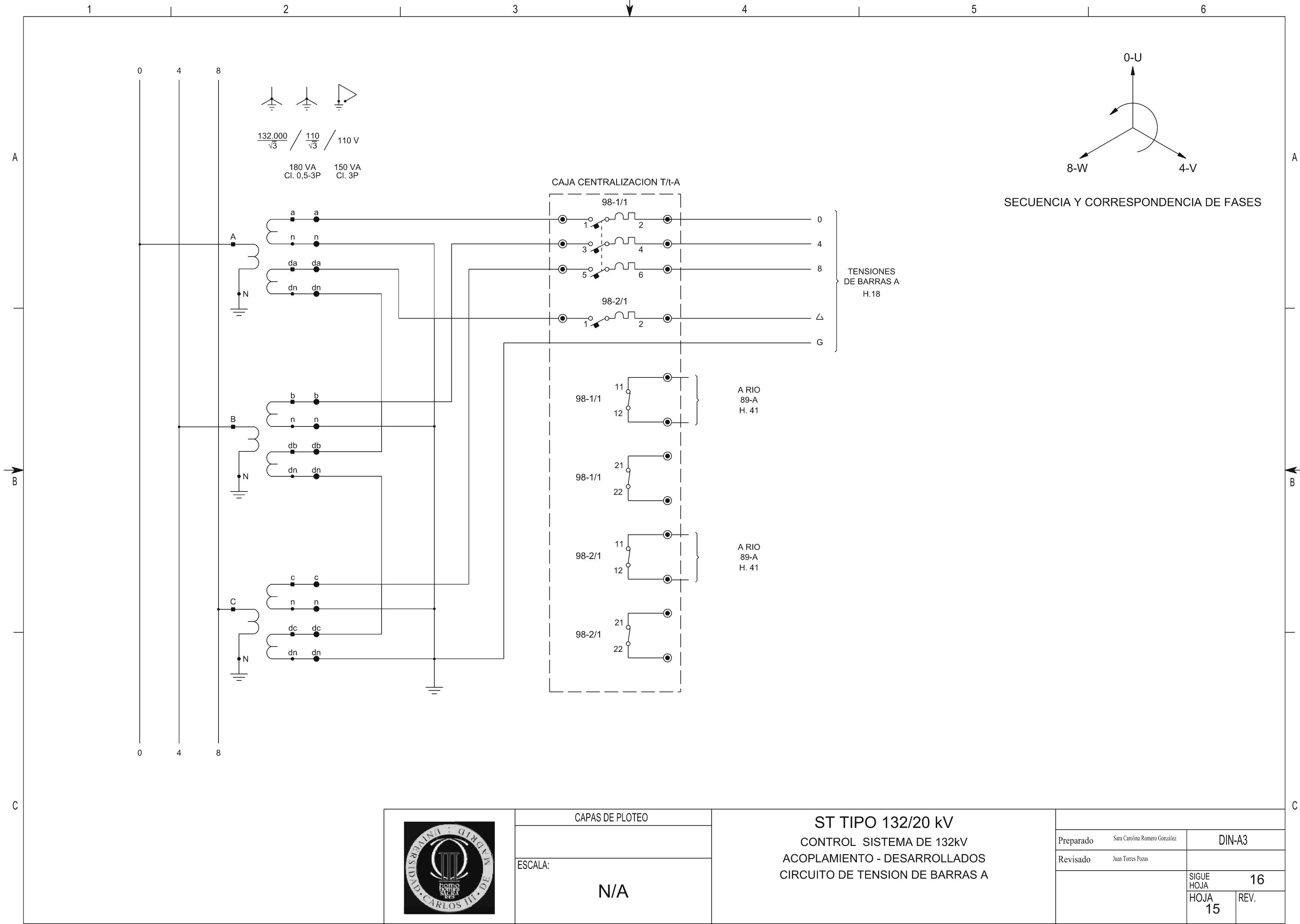
Preparado		Sara Carolina Romero González		DIN-A3	
Revisado		Juan Torres Pozas			
		SIGUE HOJA		12	
		HOJA		8	
		REV.			







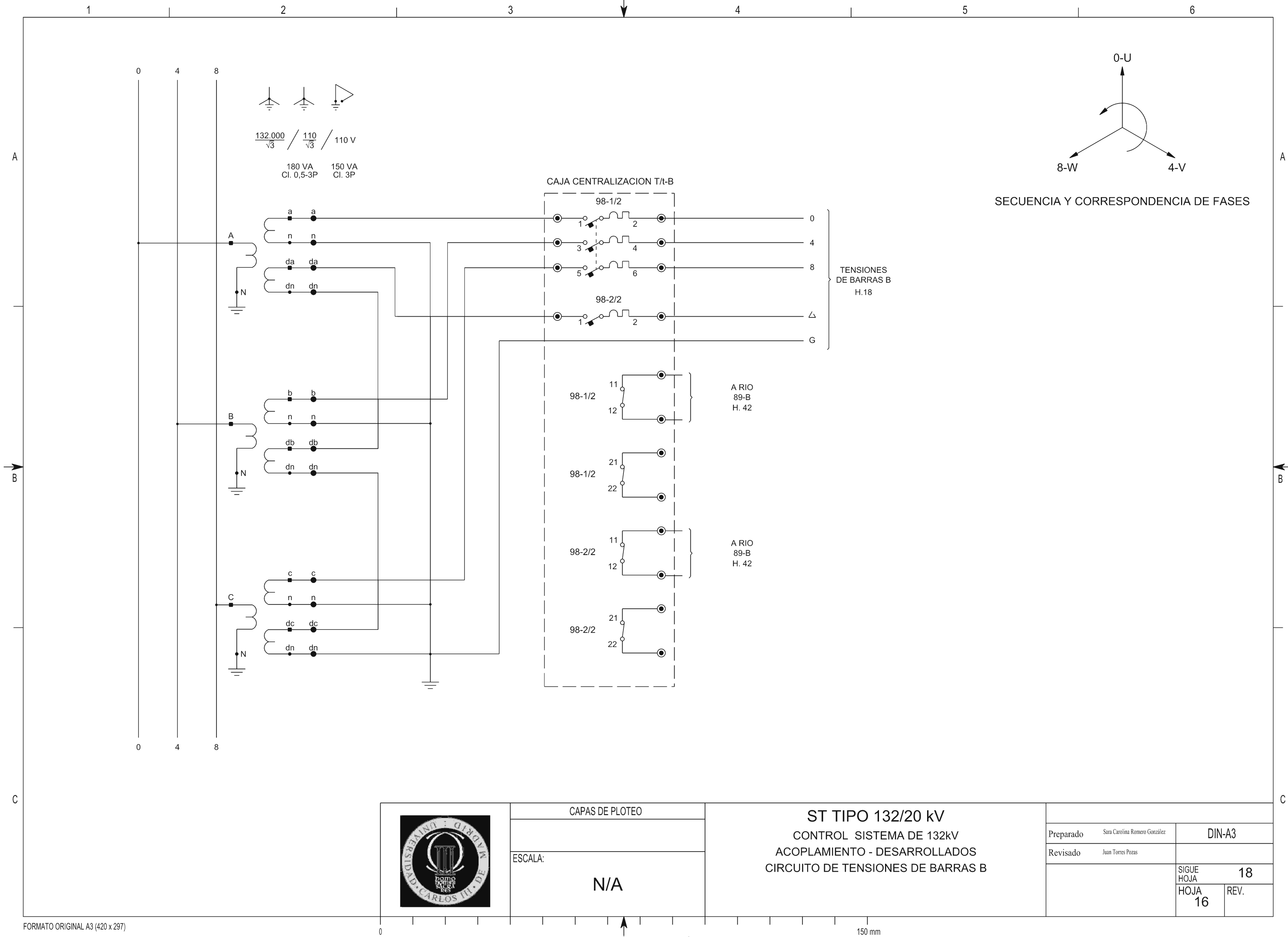
CAPAS DE PLOTEO		ST TIPO 132/20 kV CONTROL SISTEMA DE 132kV ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS CIRCUITO DE INTENSIDAD			
			Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
ESCALA:			Revisado	Juan Torres Pozas	
N/A					SIGUE HOJA 15
				HOJA 13	REV.



CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV
CONTROL SISTEMA DE 132kV
ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS
CIRCUITO DE TENSION DE BARRAS A

Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	16
	HOJA 15	REV.



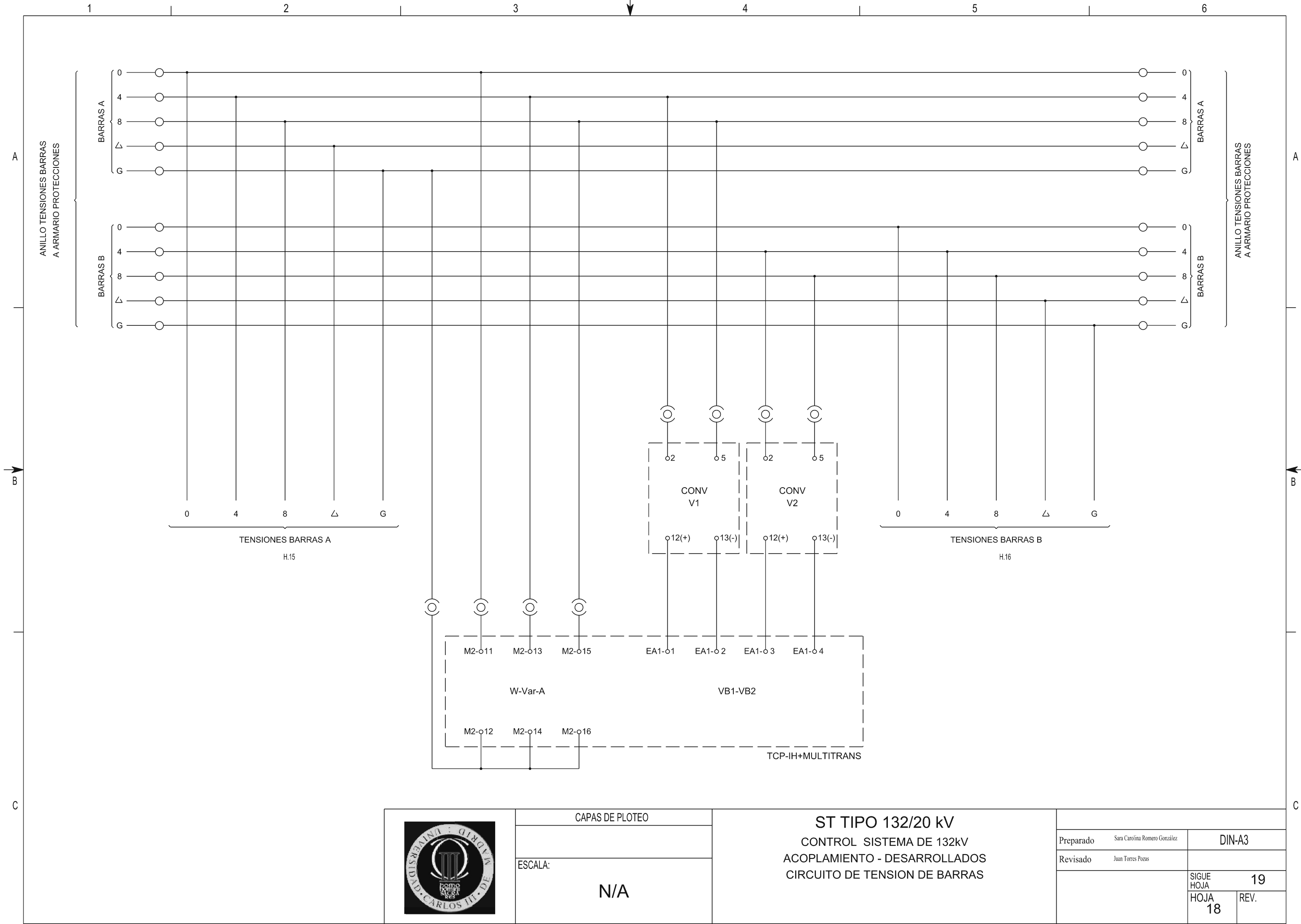
SECUENCIA Y CORRESPONDENCIA DE FASES



CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV
CONTROL SISTEMA DE 132kV
ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS
CIRCUITO DE TENSIONES DE BARRAS B

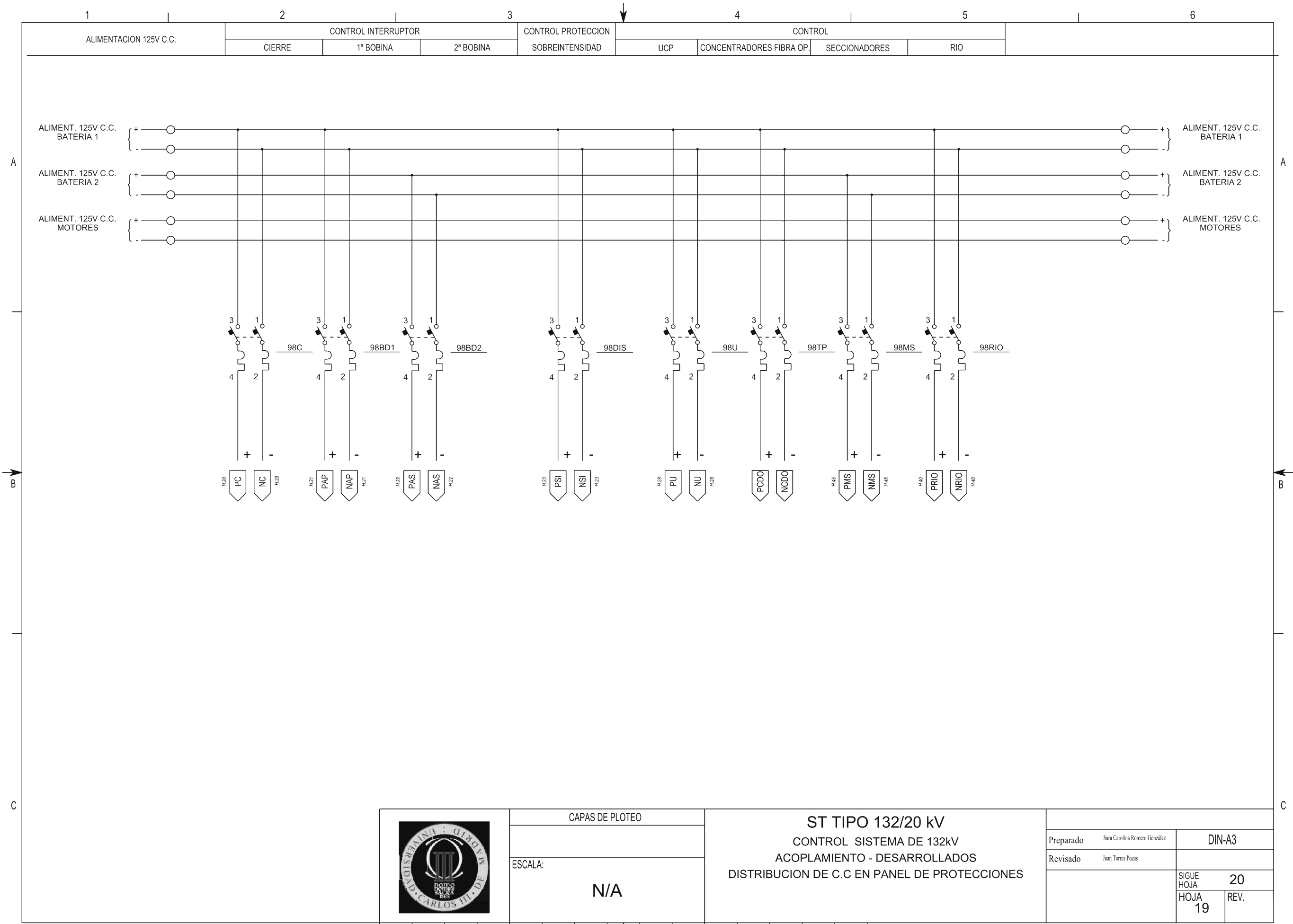
Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	18
	HOJA 16	REV.



CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV
CONTROL SISTEMA DE 132kV
ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS
CIRCUITO DE TENSION DE BARRAS

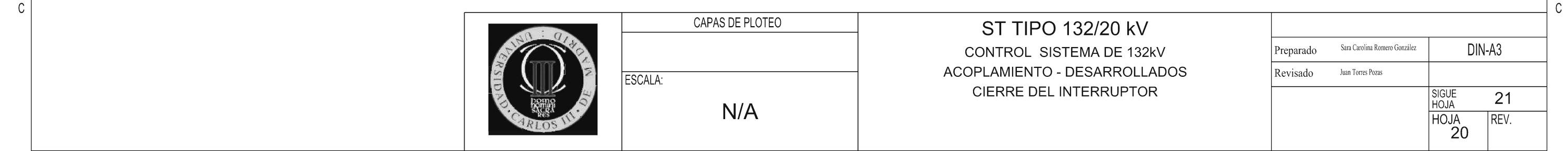
Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA 18	19
		REV.



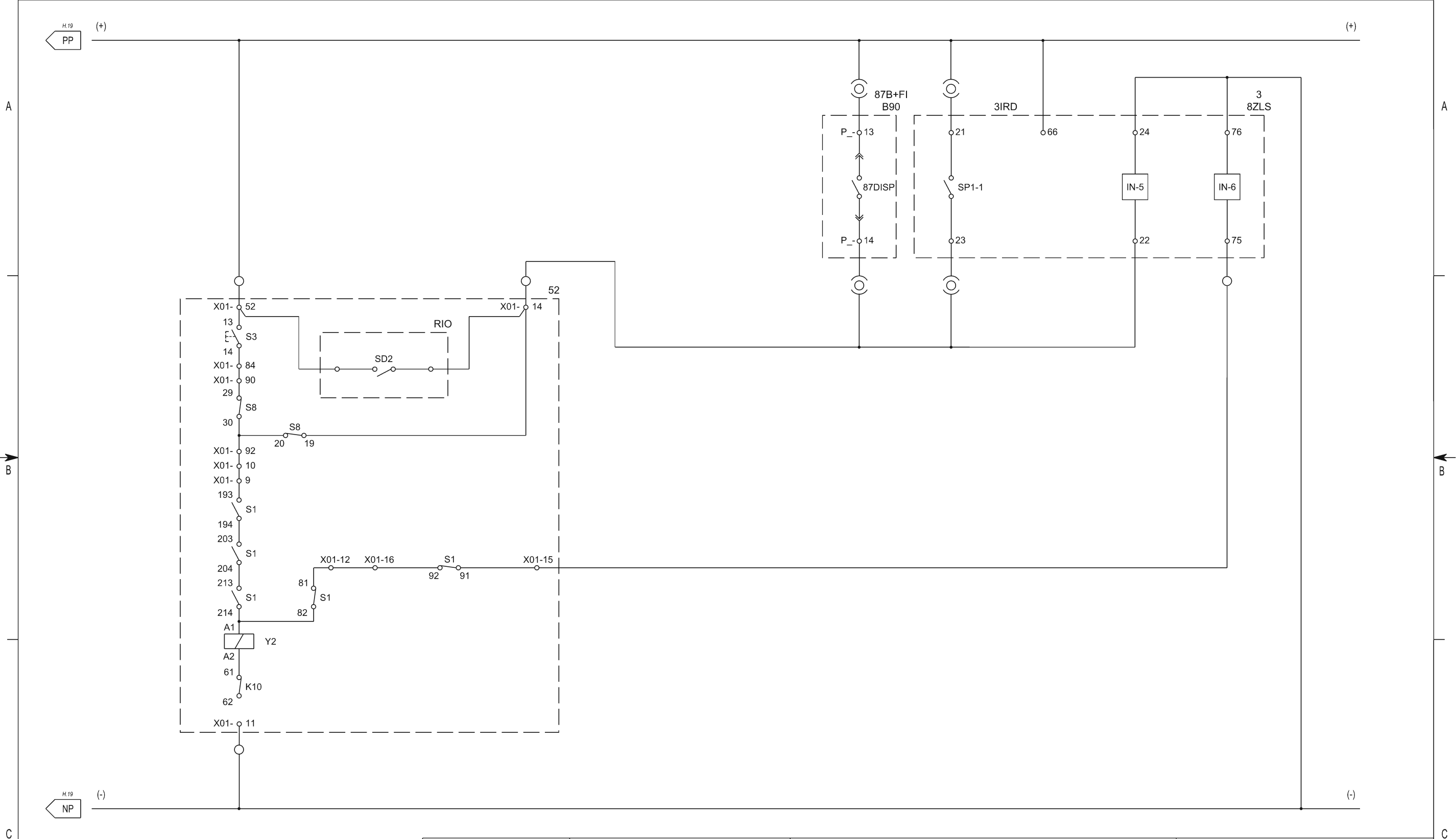
CAPAS DE PLOTEO	
ESCALA:	
N/A	

ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
ACOPAMIENTO - DESARROLLADOS  
DISTRIBUCION DE C.C EN PANEL DE PROTECCIONES

Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3	
Revisado	Juan Torres Pozas		
		SIGUE HOJA	20
		HOJA 19	REV.



1	2	3	4		5	6
ALIMENTACION 125V C.C.	APERTURA LOCAL	SIPCO	ORDEN DE DISPARO		SUPERVISION CIRCUITO DE DISPARO	
			PROTECCION DIF. BARRAS	PROTECCION NEUTRO		



CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

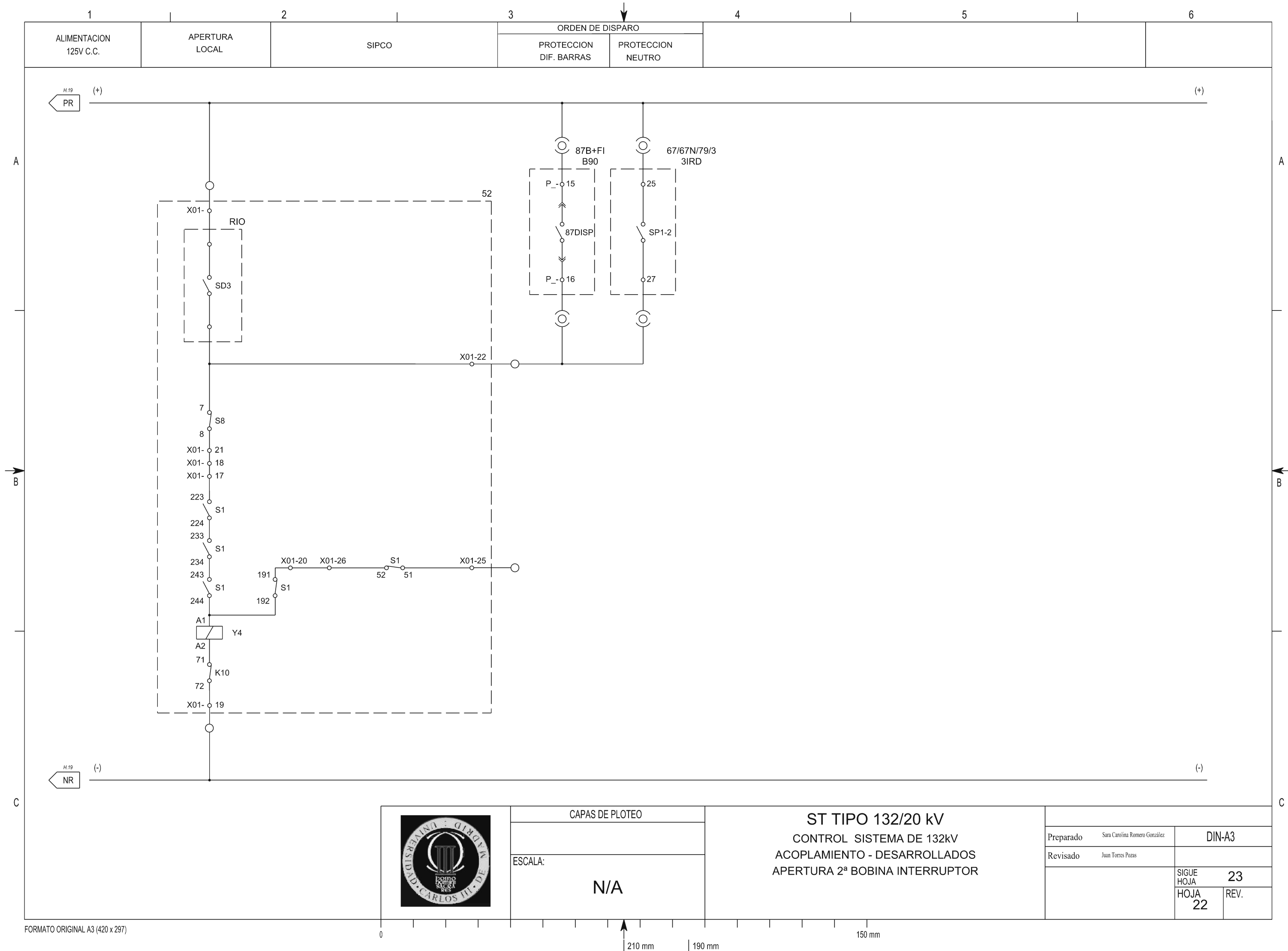
ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS  
APERTURA 1ª BOBINA INTERRUPTOR

Preparado Sara Carolina Romero González

DIN-A3

Revisado Juan Torres Pozas

SIGUE  
HOJA 22  
HOJA 21  
REV.





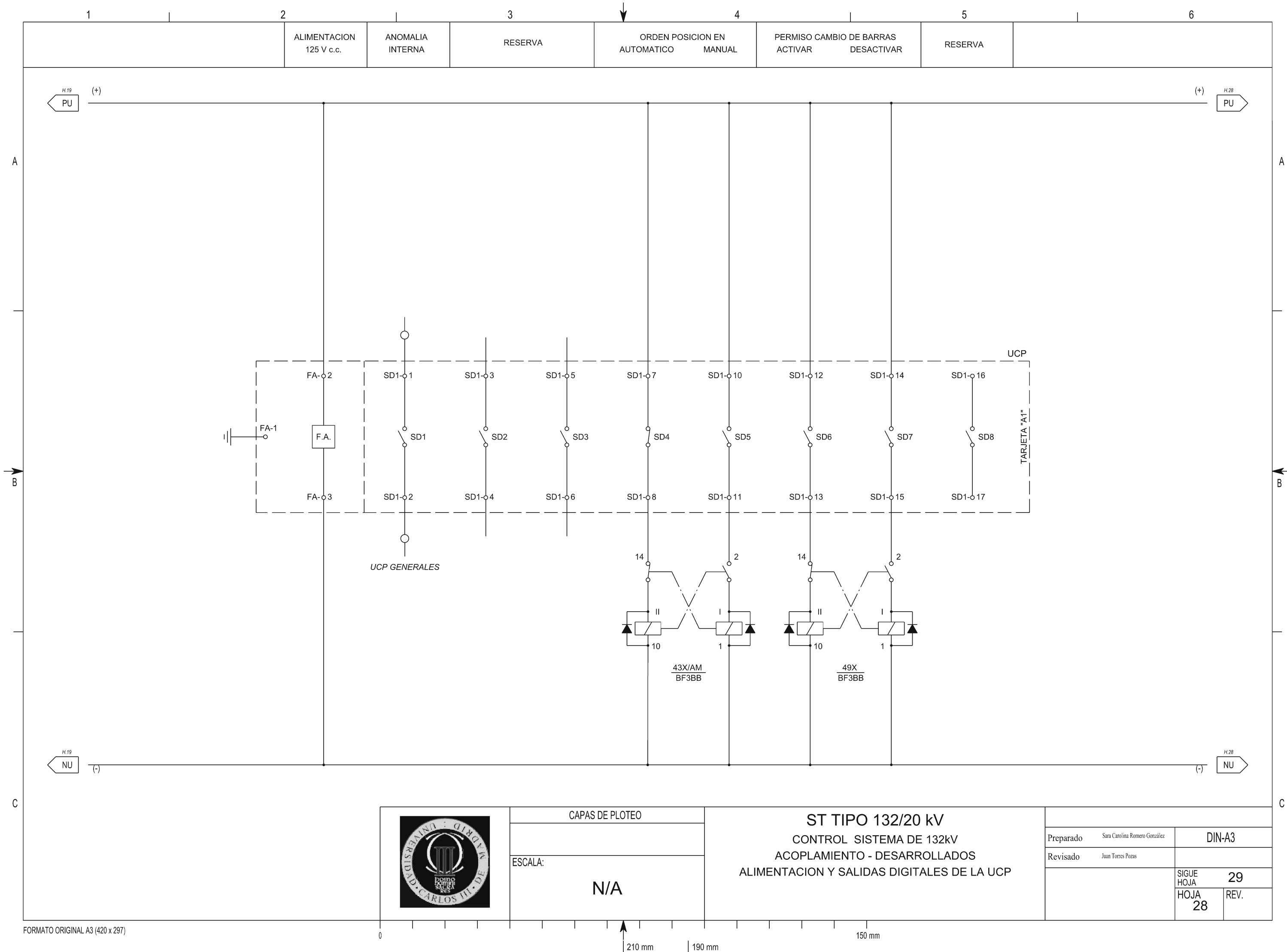


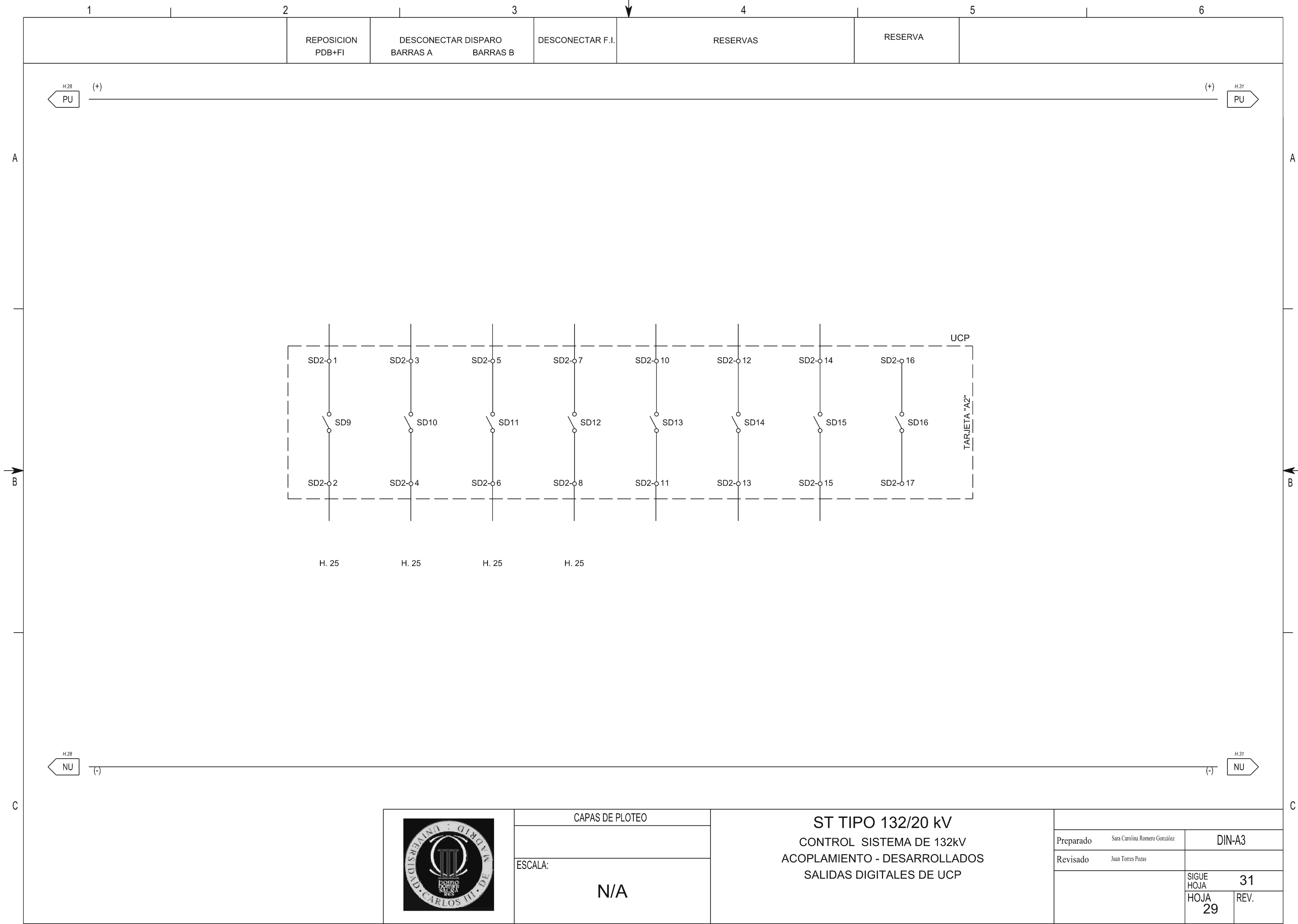


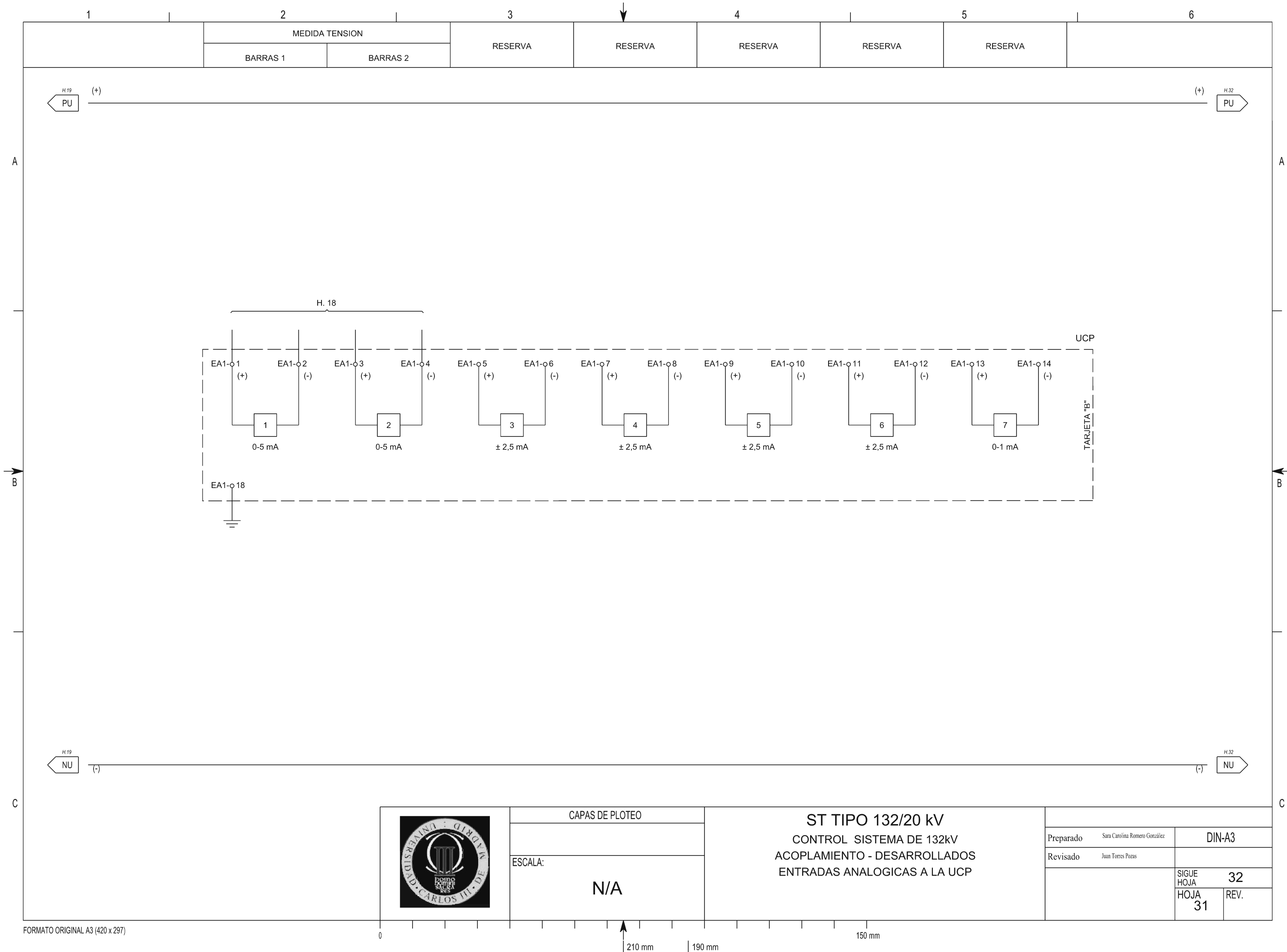






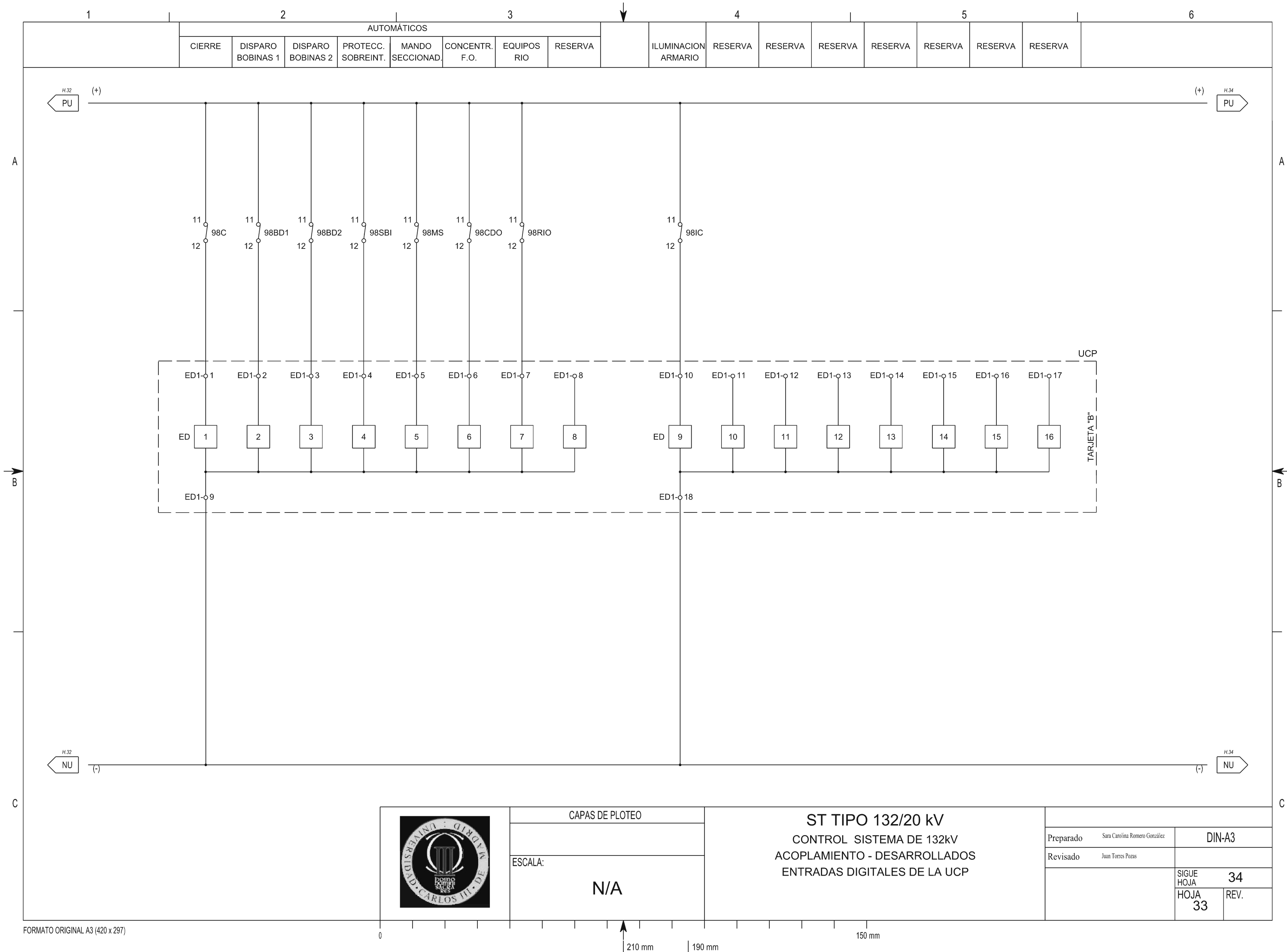








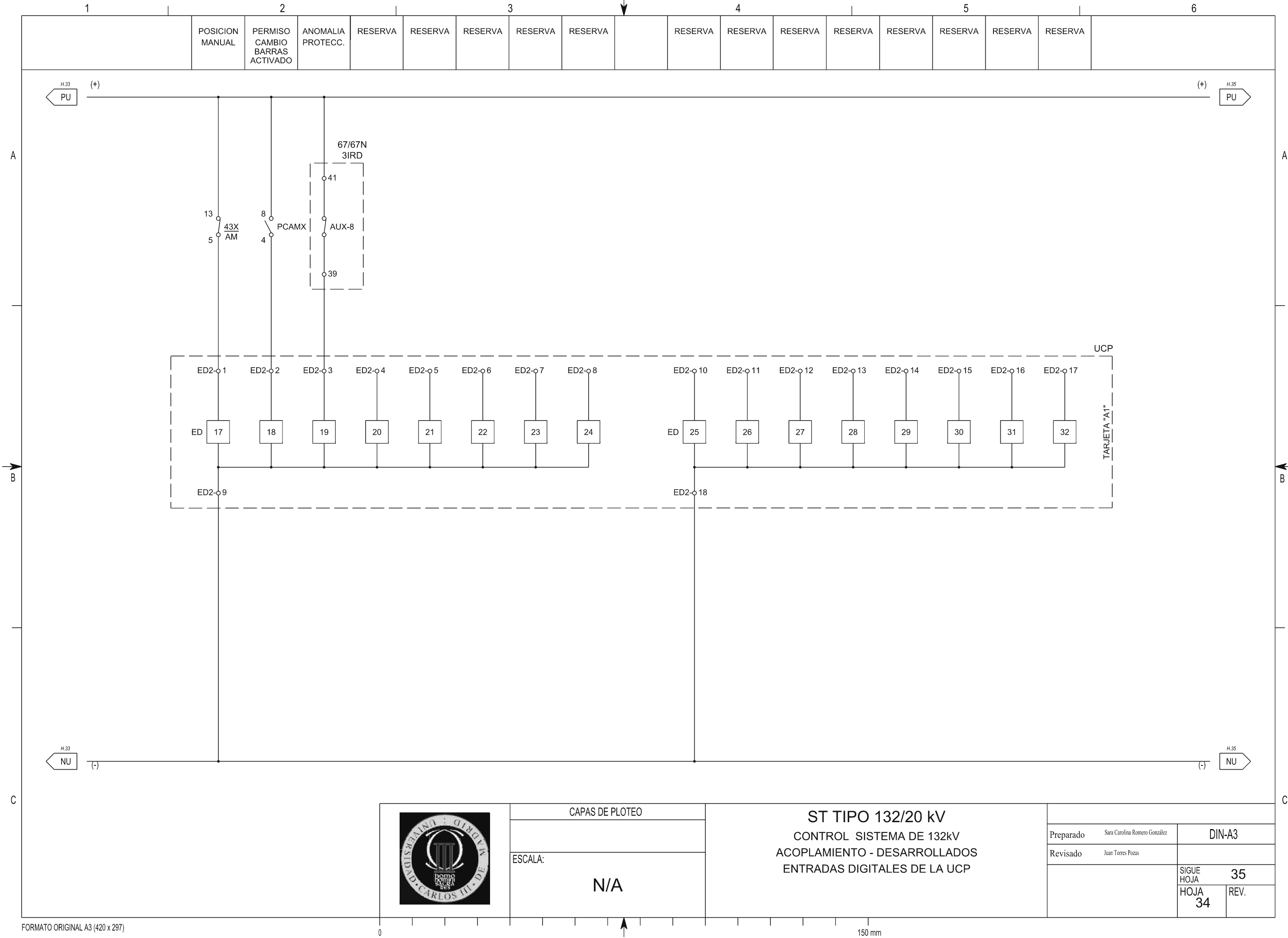




CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV
CONTROL SISTEMA DE 132kV
ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS
ENTRADAS DIGITALES DE LA UCP

Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	34
	HOJA	33
	REV.	



H.33

NU

(-)

H.35

NU

(-)

UNIVERSIDAD DE MADRID

DOMINUS SAPIENTIAE

CARLOS III DE ESPAÑA

CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

ST TIPO 132/20 kV

CONTROL SISTEMA DE 132kV

ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS

ENTRADAS DIGITALES DE LA UCP

Preparado

Sara Carolina Romero González

DIN-A3

Revisado

Juan Torres Pozas

SIGUE  
HOJA

35

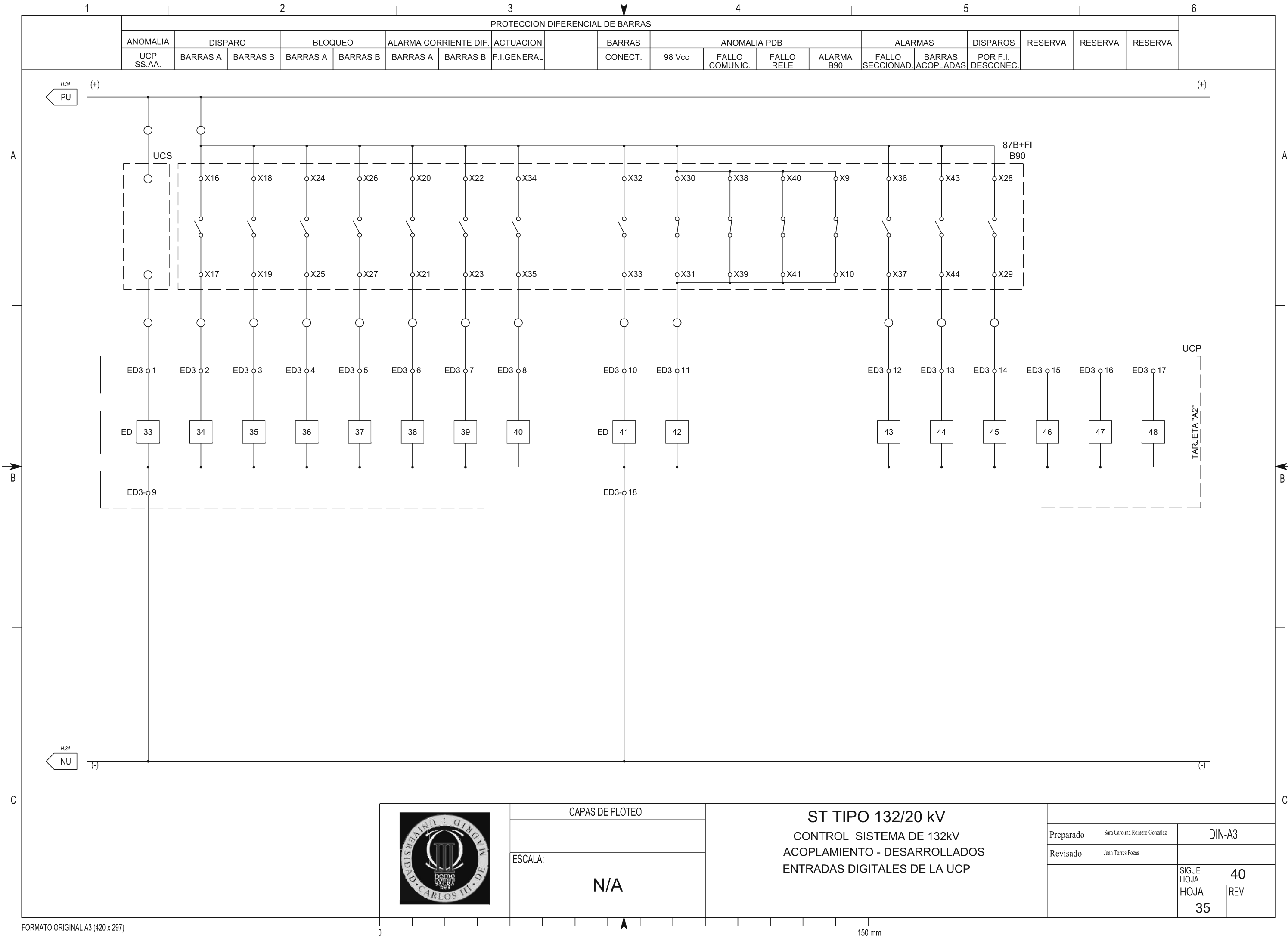
HOJA

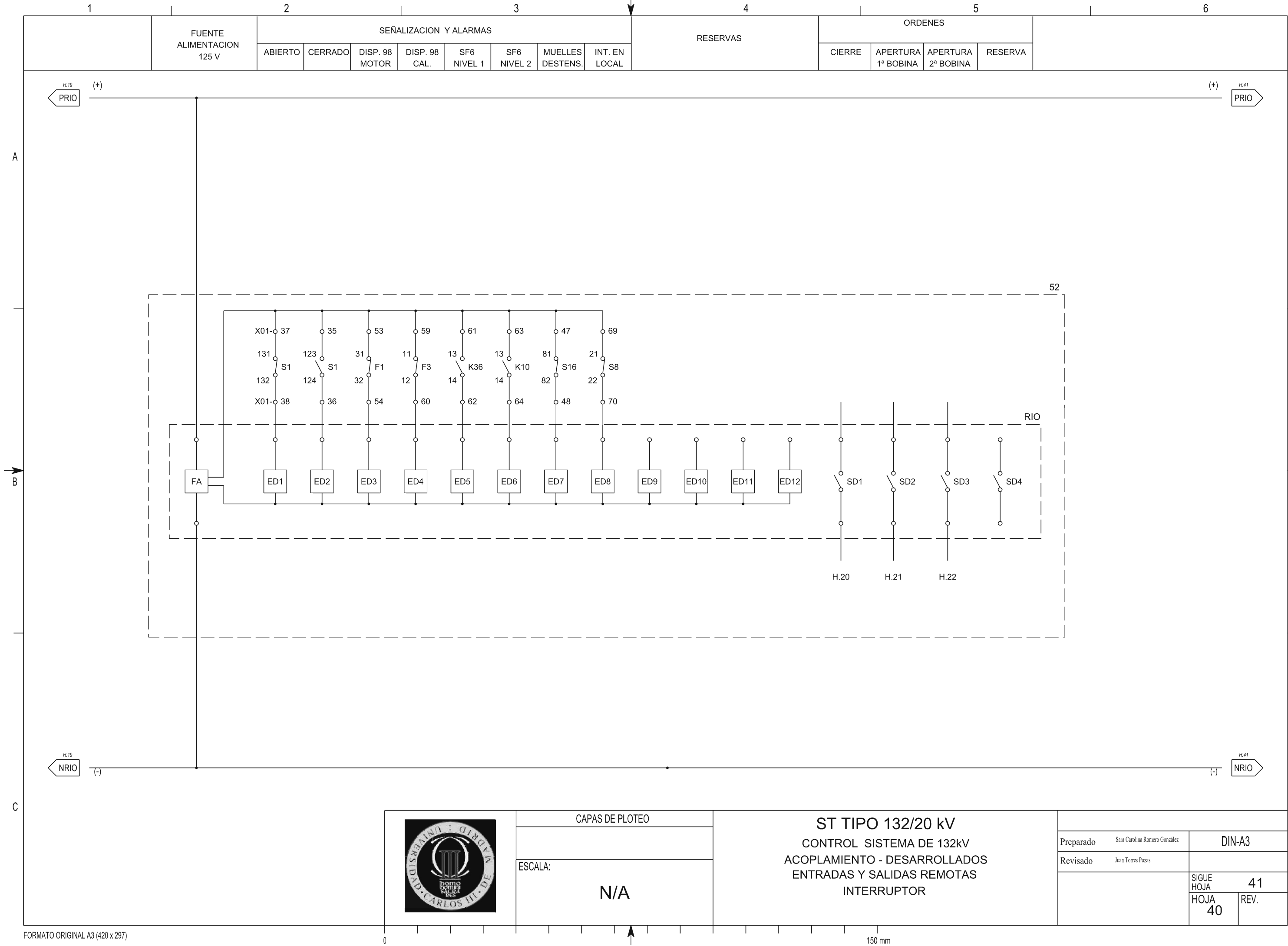
34

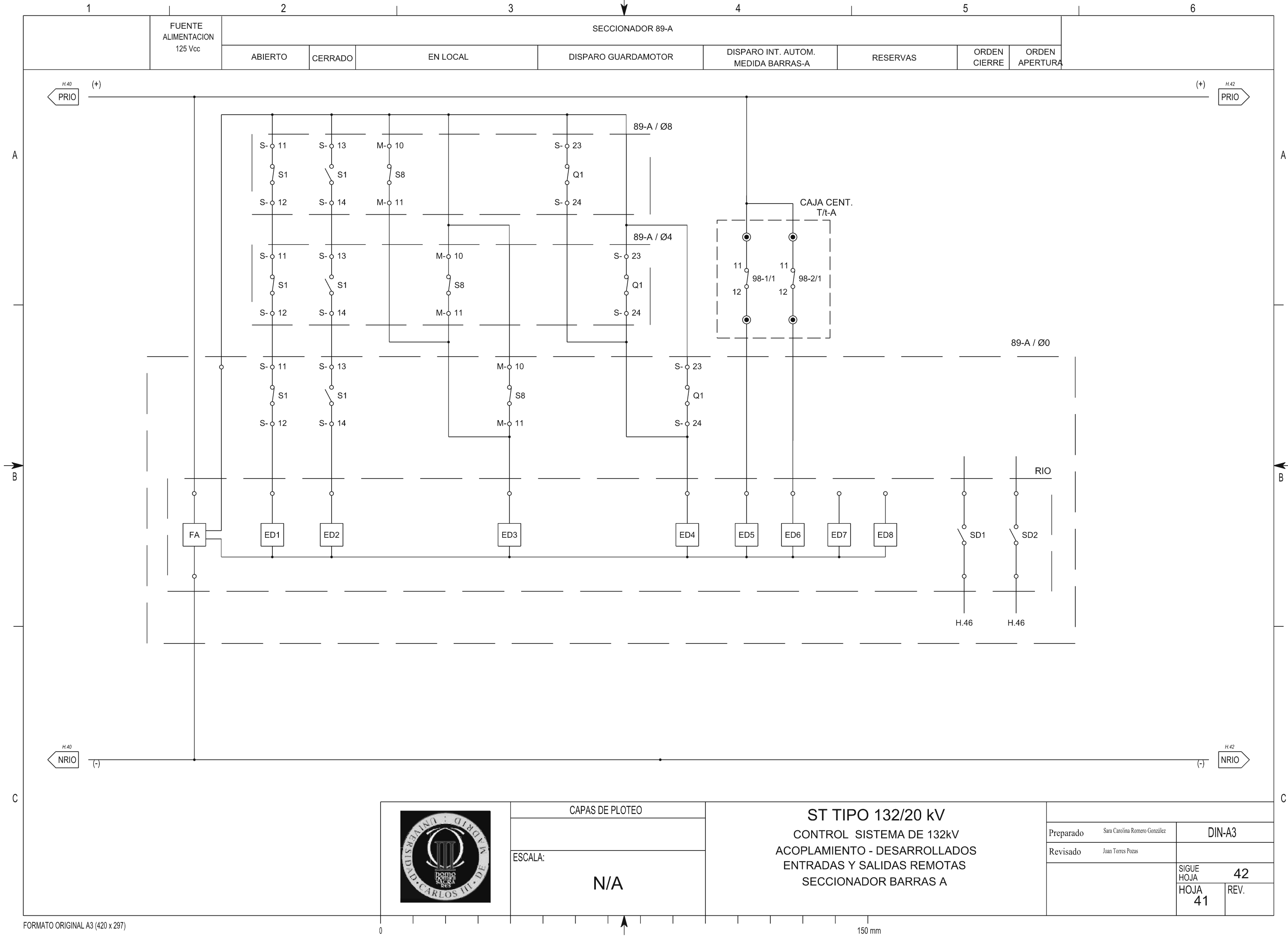
REV.

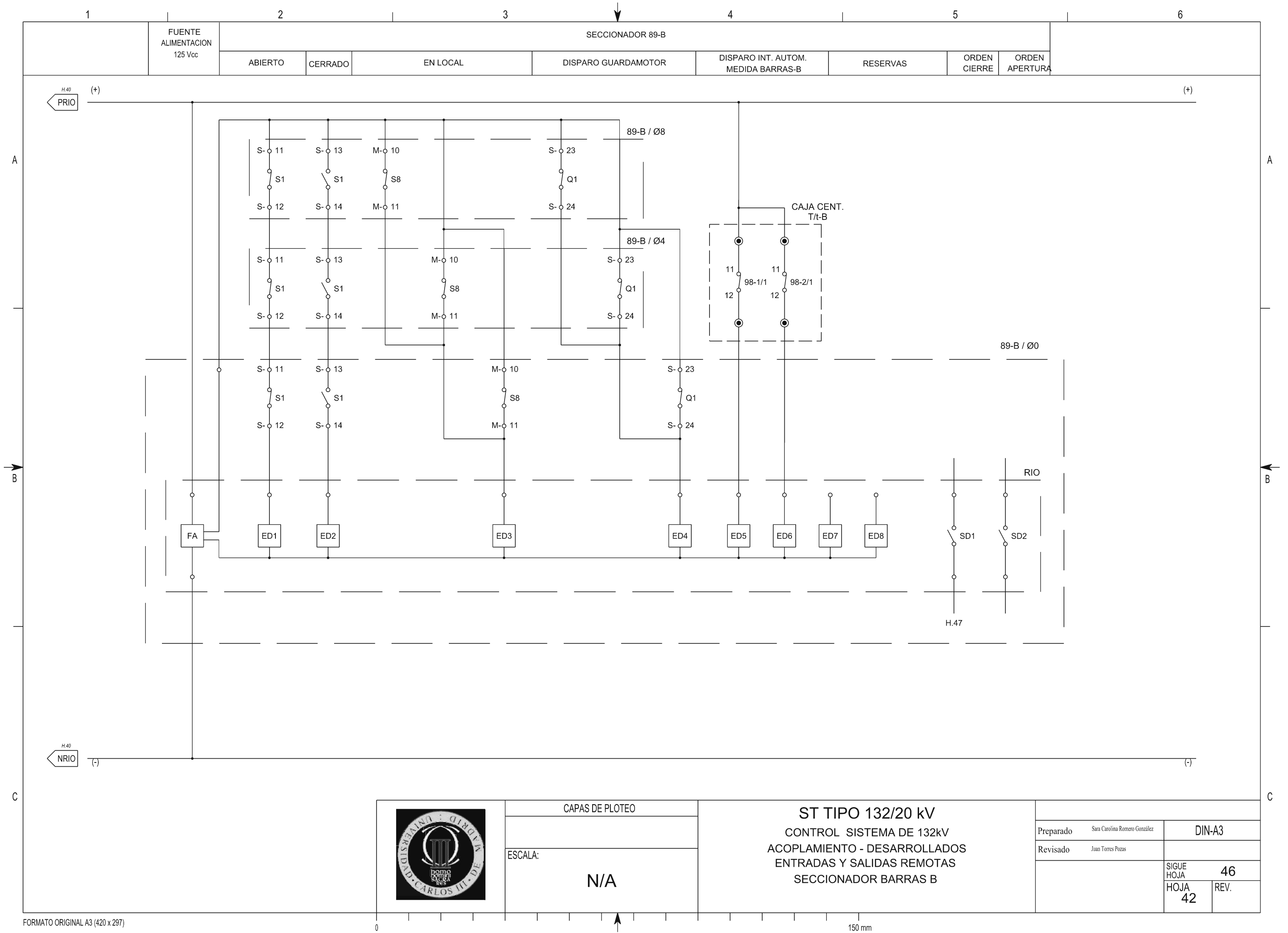
0

150 mm



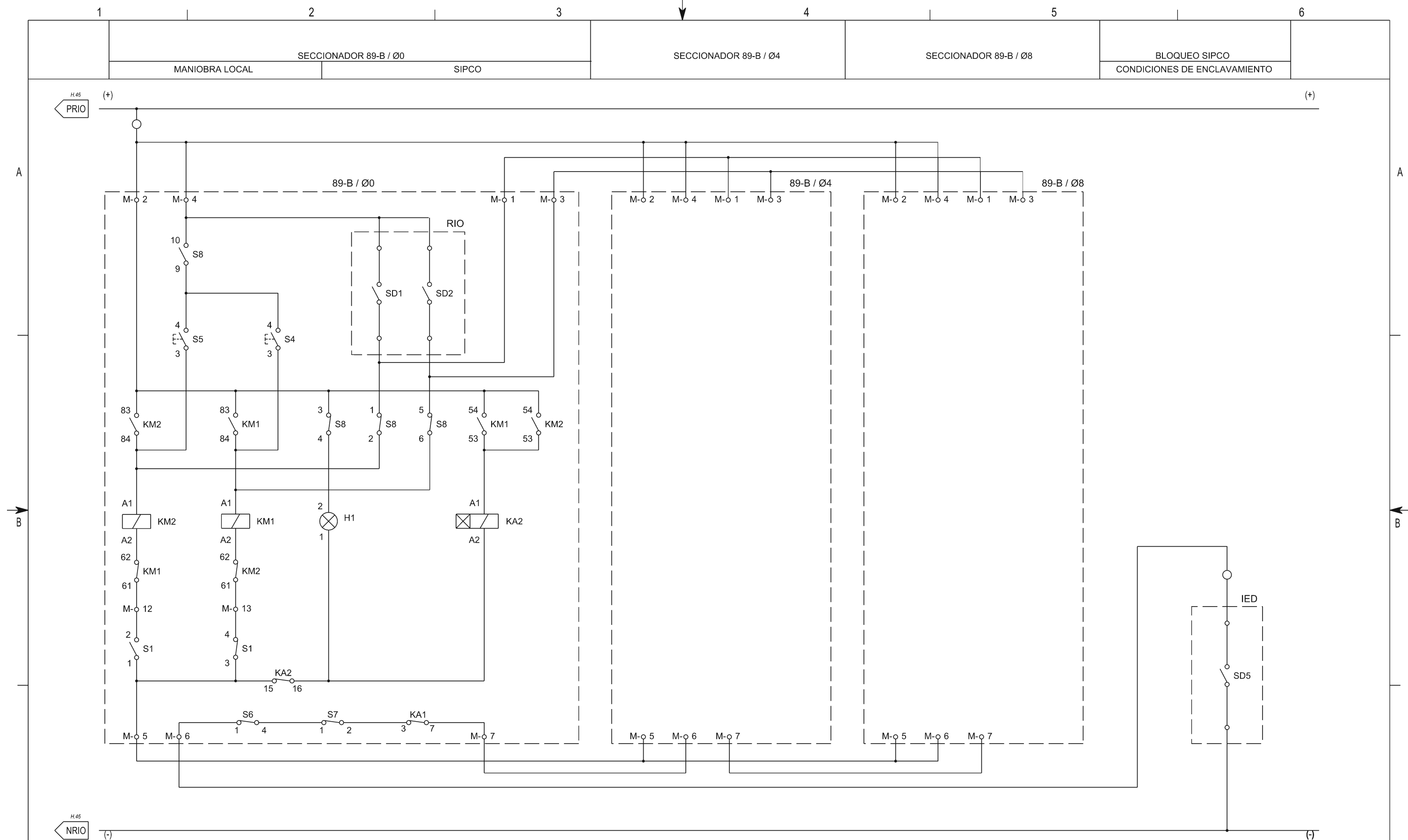












CAPAS DE PLOTEO

ESCALA:

N/A

ST TIPO 132/20 kV  
CONTROL SISTEMA DE 132kV  
ACOPAMIENTO - DESARROLLADOS  
SECCIONADOR DE BARRAS B

Preparado

Sara Carolina Romero González

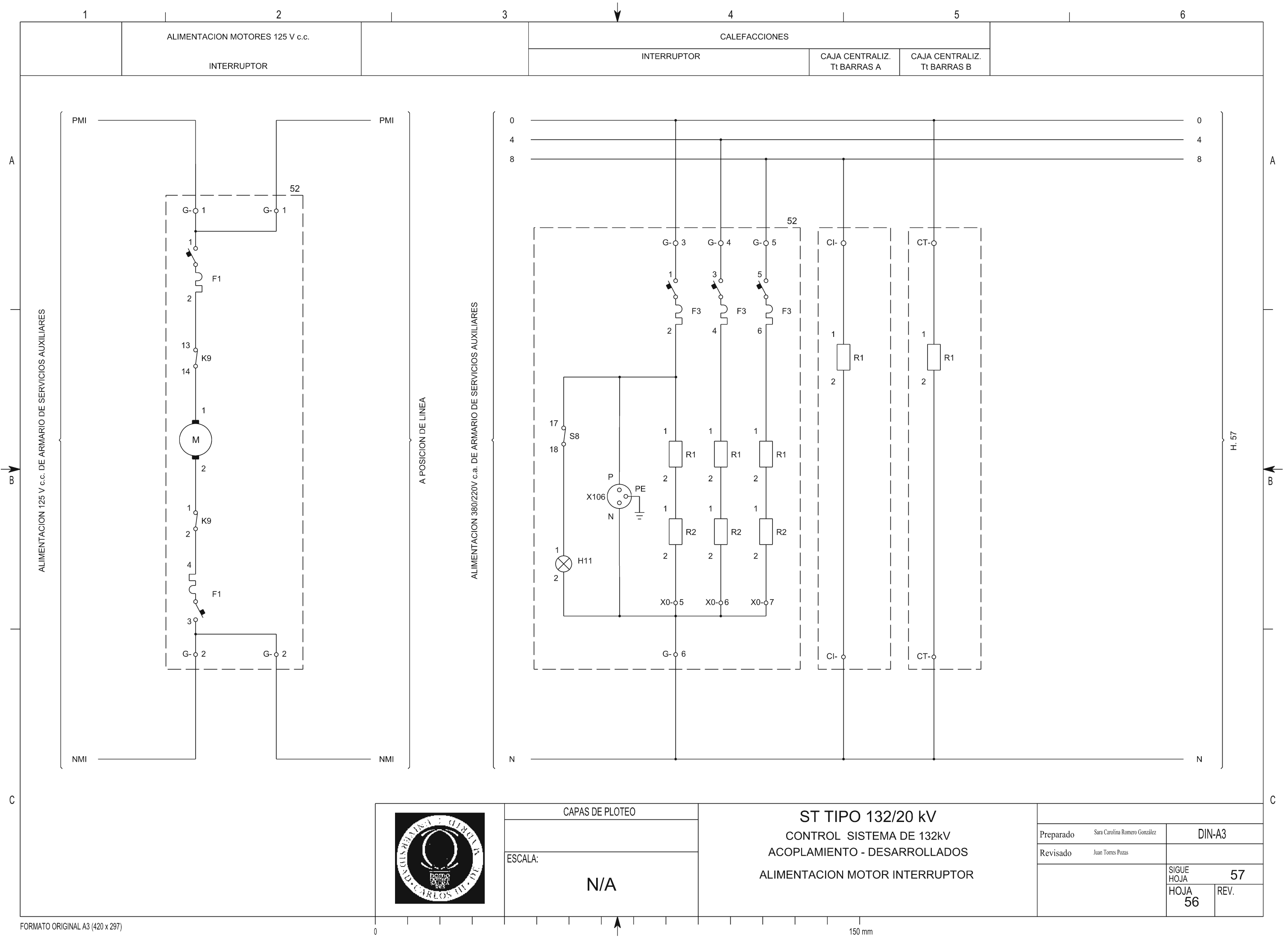
DIN-A3

Revisado
----------

---

Juan Torres Pozas

SIGUE HOJA		56
HOJA 47	REV.	



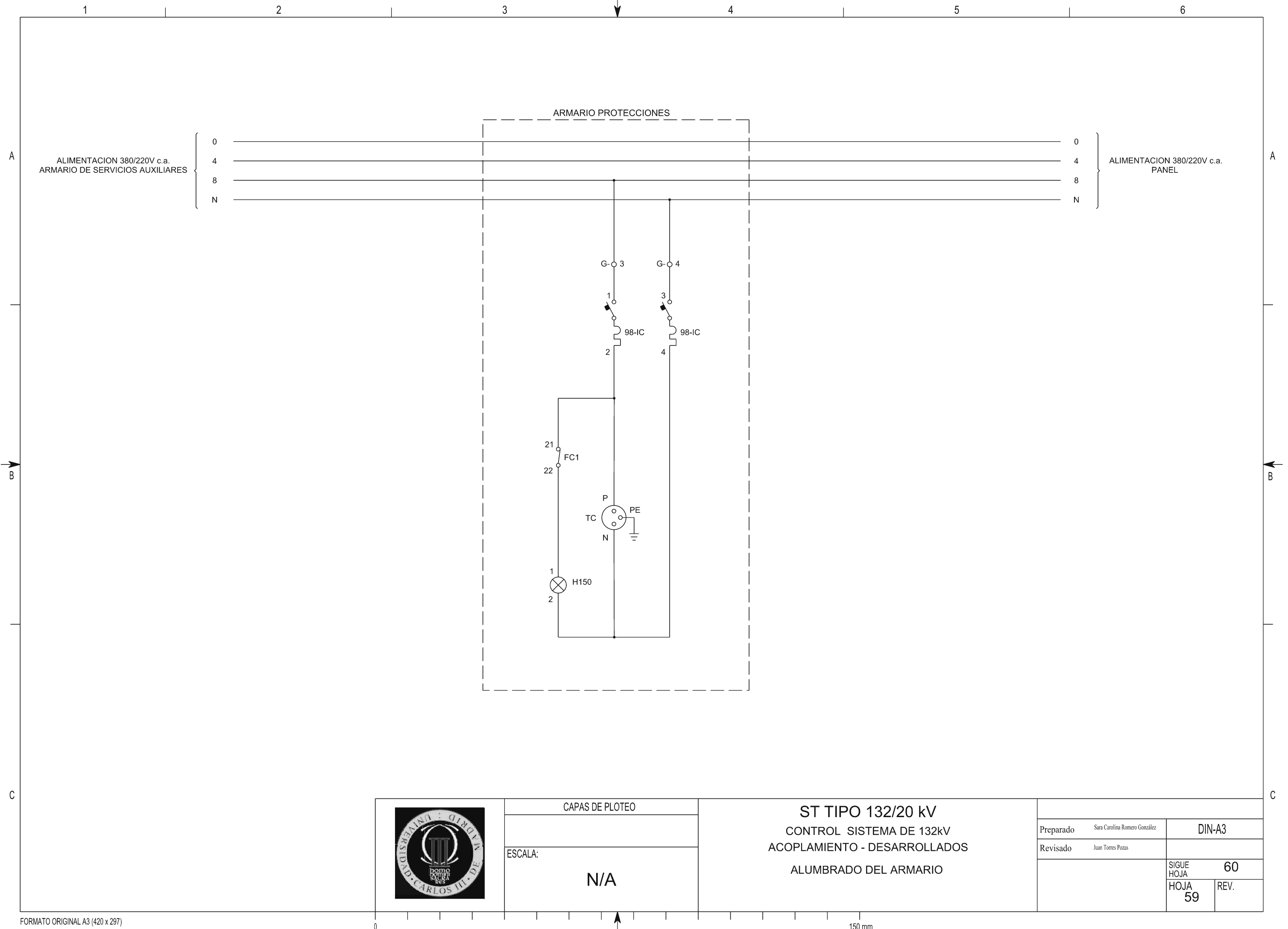
CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV
CONTROL SISTEMA DE 132kV
ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS
ALIMENTACION MOTOR INTERRUPTOR

Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	57
	HOJA	56
	REV.	







CAPAS DE PLOTEO
ESCALA:
N/A

ST TIPO 132/20 kV
CONTROL SISTEMA DE 132kV
ACOPLAMIENTO - DESARROLLADOS
ALUMBRADO DEL ARMARIO

Preparado	Sara Carolina Romero González	DIN-A3
Revisado	Juan Torres Pozas	
	SIGUE HOJA	60
	HOJA 59	REV.
